



Universidad  
Carlos III de Madrid  
[www.uc3m.es](http://www.uc3m.es)

Escuela Politécnica Superior

Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

# **INFLUENCIA DEL VEHÍCULO ELÉCTRICO SOBRE LA FIABILIDAD DE LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS**

---

**David Arias Pérez**

**Tutor:**

**Julio Usaola García**

Leganés, Mayo de 2015





Universidad  
Carlos III de Madrid  
www.uc3m.es

Título:

Autor:

Director:

## EL TRIBUNAL

Presidente: \_\_\_\_\_

Vocal: \_\_\_\_\_

Secretario: \_\_\_\_\_

Realizado el acto de defensa y lectura del Trabajo Fin de Estudios el día \_\_ de \_\_\_\_\_ de 20\_\_ en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE



## **Agradecimientos**

Este trabajo no habría sido posible sin el apoyo y los consejos de mi familia, mis amigos y en especial mi tutor, que me ha orientado durante toda la realización del proyecto y al que agradezco su dedicación y disponibilidad para ayudarme a resolver todos los problemas que han surgido. También han sido muy importantes los ánimos de Elisa durante todo el proceso y su ayuda en la redacción.



## Tabla de Contenidos

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. Introducción.....</b>  | <b>1</b>  |
| <b>1.1. Contexto y motivación.....</b>   | <b>1</b>  |
| <b>1.2. Objetivos de la tesis.....</b>   | <b>2</b>  |
| <b>1.3. Estructura de la tesis .....</b>   | <b>3</b>  |
| <b>2. Estado del arte del vehículo eléctrico.....</b>                                    | <b>5</b>  |
| <b>2.1. Historia del vehículo eléctrico.....</b>   | <b>5</b>  |
| 2.1.1. Historia del vehículo eléctrico: pasado .....                                     | 5         |
| 2.1.2. Historia reciente del vehículo eléctrico.....                                     | 6         |
| 2.1.3. Previsiones para el futuro.....   | 7         |
| <b>2.2. Tipos de vehículos eléctricos .....</b>  | <b>7</b>  |
| 2.2.1. Vehículos híbridos "ligeros" .....  | 8         |
| 2.2.2. Vehículo híbrido (HEV).....   | 8         |
| 2.2.3. Vehículos híbridos enchufables (PHEV) .....                                       | 9         |
| 2.2.4. Vehículo eléctrico de autonomía extendida EREV o híbrido<br>enchufable serie..... | 9         |
| 2.2.5. Vehículos eléctricos de batería (EV).....   | 10        |
| <b>2.3. Ventajas y desventajas de los vehículos eléctricos.....</b>                      | <b>12</b> |
| <b>2.4. Baterías .....</b>   | <b>13</b> |
| 2.4.1. Tipos de Baterías.....  | 13        |
| 2.4.2. Tecnologías de carga .....  | 16        |
| <b>3. Descripción del método.....</b>  | <b>19</b> |
| <b>3.1. Análisis probabilístico de los sistemas de potencia.....</b>                     | <b>19</b> |
| <b>3.2. Datos de la fiabilidad .....</b>   | <b>22</b> |
| <b>3.3. Índices de adecuación .....</b>  | <b>22</b> |
| <b>3.4. Métodos de simulación.....</b>   | <b>23</b> |
| 3.4.1. Simulación no secuencial de Monte Carlo.....                                      | 24        |

|  |           |
|--|-----------|
| 3.4.2. Simulación secuencial de Monte Carlo (SMCS).....  | 25        |
| <b>4. Análisis y estudios de fiabilidad .....</b>  | <b>29</b> |
| 4.1. Realización de la adecuación del sistema de generación [25].....  | 29        |
| 4.1.1. Adecuación de sistemas de generación de un único área por el<br>método de muestreo de la duración del estado..... | 30        |
| 4.1.2. Modelado de las unidades de generación.....   | 32        |
| <b>5. Descripción del modelado del sistema ejemplo de estudio .....</b>  | <b>35</b> |
| 5.1. Descripción caso modelo utilizado IEE RTS .....   | 36        |
| 5.1.1. Modelo de carga.....  | 36        |
| 5.1.2. Sistema de Generación .....   | 37        |
| 5.2. Evaluación de la adecuación del sistema .....   | 37        |
| <b>6. Flota y escenarios de penetración del vehículo eléctrico en España....</b>   | <b>43</b> |
| <b>7. Comportamiento de los usuarios. Estrategias de carga y modelado del<br/>EV</b>                                     | <b>53</b> |
| 7.1. Perfiles de movilidad .....   | 55        |
| 7.1.1. Perfil 1.....   | 56        |
| 7.1.2. Perfil 2.....   | 57        |
| 7.2. Estrategias de carga .....  | 58        |
| 7.2.1. Estrategia de carga directa .....   | 60        |
| 7.2.2. Estrategia de carga en horas valle .....  | 62        |
| 7.2.3. Estrategia de carga controlada .....  | 64        |
| <b>8. Análisis y resultados de las simulaciones .....</b>  | <b>69</b> |
| 8.1. Introducción .....  | 69        |
| 8.2. Breve detalle del sistema elaborado .....   | 69        |
| 8.3. Verificación de la adecuación del sistema de referencia elaborado<br>70   |           |
| 8.4. Escenarios de penetración de vehículo eléctrico propuestos .....  | 70        |
| 8.5. Carga computacional .....   | 71        |
| 8.6. Resultados .....  | 71        |
| 8.6.1. Estrategia de carga directa .....   | 71        |
| 8.6.2. Estrategia de carga en horas valle .....  | 72        |
| 8.6.3. Estrategia de carga controlada .....  | 73        |
| 8.6.4. Resumen de los resultados obtenidos y comentarios.....  | 74        |
| <b>9. Conclusiones y trabajo por realizar .....</b>  | <b>85</b> |
| 9.1. Conclusiones.....   | 85        |
| 9.2. Trabajo por realizar .....  | 87        |
| <b>10. Bibliografía.....</b>   | <b>89</b> |



|  |            |
|--|------------|
| <b>11. Anexo.....</b>  | <b>93</b>  |
| <b>11.1. Datos del modelo IEEE RTS .....</b>   | <b>93</b>  |
| 11.1.1. Datos del modelo de carga .....  | 93         |
| 11.1.2. Datos del modelo de generación.....  | 95         |
| 11.1.3. Coeficientes de los sistemas de generación y demanda en MATLAB                             | 96         |
| <b>11.2. Anexo de descripción del modelado del sistema de demanda.....</b>                         | <b>97</b>  |
| 11.2.1. Código del sistema de demanda modelado en MATLAB .....                                     | 98         |
| <b>11.3. Anexo de descripción del modelado del sistema de generación</b>                           | <b>100</b> |
| 11.3.1. Código del sistema de generación modelado en MATLAB .....                                  | 103        |
| <b>11.4. Descripción del modelado de la estrategia de carga directa en MATLAB .....</b>            | <b>107</b> |
| 11.4.1. Modelado de la estrategia de carga directa en MATLAB.....                                  | 107        |
| <b>11.5. Descripción del modelado de la estrategia de carga en horas valle en MATLAB .....</b>     | <b>114</b> |
| 11.5.1. Modelado de la estrategia de carga en horas valle en MATLAB ....                           | 114        |
| <b>11.6. Descripción de la estrategia de carga controlada en MATLAB ..</b>                         | <b>122</b> |
| 11.6.1. Modelado del sistema con la estrategia de carga controlada en MATLAB                       | 122        |
| 11.6.2. Coeficientes para el modelado del nuevo sistema de mayor potencia instalada en MATLAB..... | 130        |



## Lista de figuras

|   |    |
|---|----|
| Figura 1. La energía en España en 2009. Fuente: MITYC de España.....  | 6  |
| Figura 2. Comparativa de la capacidad de diferentes modelos de baterías con la que tendrían con baterías de grafeno. Fuente: página de Facebook de la empresa Grabat [8]..... | 7  |
| Figura 3. Esquema de configuración típico de un vehículo eléctrico. ....  | 11 |
| Figura 4. Esquema de la eficiencia del vehículo eléctrico y sus principales pérdidas. Fuente: MIEV [15].....  | 12 |
| Figura 5. Representación gráfica de la densidad de energía volumétrica frente a la densidad de energía específica. Fuente: Autosil [20]. ....                                 | 14 |
| Figura 6. Representación de la evolución densidad de energía volumétrica y específica de las baterías. Fuente: Autosil [20]. ....   | 15 |
| Figura 7. Conexión del vehículo a la red en modo 1. Fuente: Endesa [21]. ....   | 17 |
| Figura 8. Conexión del vehículo a la red en modo 2. Fuente: Endesa [21]. ....   | 17 |
| Figura 9. Conexión del vehículo a la red en modo 3. Fuente: Endesa [21]. ....   | 17 |
| Figura 10. Conexión del vehículo a la red en modo 14 Fuente: Endesa [21]. ....  | 18 |
| Figura 11. Estructura jerárquica de los sistemas eléctricos. Fuente: [23]. ....   | 21 |
| Figura 12. Esquematización de los métodos probabilísticos. Fuente: [23].....  | 21 |
| Figura 13. Gráfica que muestra la relación entre coste y fiabilidad. Fuente: [23].....  | 22 |
| Figura 14. Diagrama de flujo que representa el método de simulación secuencial de Monte Carlo. Fuente: [24].....  | 26 |
| Figura 15. Construcción de la capacidad de generación. Fuente: [23]. ....   | 31 |
| Figura 16. Margen de potencia del sistema. Fuente: [23].....  | 31 |
| Figura 17. Relación probabilística entre los posibles estados de las centrales. Fuente: [23].....   | 33 |
| Figura 18. Relación entre los tiempos de funcionamiento y reparación. Fuente: [23]. ....  | 34 |

|  |    |
|--|----|
| Figura 19. Curva de la capacidad de potencia del sistema para un día de simulación típico. ....  | 38 |
| Figura 20. Curva de la demanda de potencia del sistema. ....   | 38 |
| Figura 21. Margen de potencia del sistema en un año típico de simulación. ....   | 39 |
| Figura 22. Gráfica de la convergencia del índice LOLE para una simulación típica. ....   | 40 |
| Figura 23. Gráfica de la convergencia del índice LOEE para una simulación típica. ....   | 41 |
| Figura 24. Reparto de ventas del vehículo eléctrico por cada tecnología para el escenario 1. Fuente: Proyecto MERGE. ....  | 45 |
| Figura 25. Reparto de ventas del vehículo eléctrico por cada tecnología para el escenario 2. Fuente: Proyecto MERGE. ....  | 46 |
| Figura 26. Reparto de ventas de vehículo eléctrico por cada tecnología para el escenario 3. Fuente: Proyecto MERGE. ....   | 46 |
| Figura 27. Escenario 1: Número de vehículos en el parque de EV español por año. Fuente: Proyecto MERGE. ....   | 47 |
| Figura 28. Escenario 2: Número de vehículos en el parque de EV español por año. Fuente: Proyecto MERGE. ....   | 48 |
| Figura 29. Escenario 3: Número de vehículos en el parque de EV español por año. Fuente: Proyecto MERGE. ....   | 49 |
| Figura 30. Clasificación de las estrategias de carga de los EV. ....   | 54 |
| Figura 31. Esquema de la construcción de los perfiles de consumo. Fuente: [Silva]. ....  | 55 |
| Figura 32. Histograma del perfil de movilidad 1. ....  | 57 |
| Figura 33. Histograma del perfil de movilidad 2. ....  | 58 |
| Figura 34. Representación del aumento de la carga total del sistema por la carga añadida por los EV para un día típico con el escenario 3. ....  | 61 |
| Figura 35. Representación del aumento de la carga total del sistema por la carga añadida por los EV para un día típico con el escenario 2 en la estrategia de carga en horas valle. .... | 63 |
| Figura 36. Representación del aumento de la carga total del sistema por la carga añadida por los EV para un día típico con el escenario 2 en la estrategia de carga controlada. ....     | 66 |
| Figura 37. Curva de carga del sistema en el escenario 2 con la estrategia de carga en horas valle. El 24% de los M1 carga a 4 kWh/h y el 64% a 6 kWh/h. ....                             | 80 |
| Figura 38. Curva de carga del sistema en el escenario 2 con la estrategia de carga en horas valle. El 44% de los M1 carga a 4 kWh/h y el 44% a 6 kWh/h. ....                             | 81 |
| Figura 39. Curva de carga del sistema en el escenario 2 con la estrategia de carga en horas valle. El 64% de los M1 carga a 4 kWh/h y el 24% a 6 kWh/h. ....                             | 81 |
| Figura 40. Curva de carga del sistema en el escenario 2 con la estrategia de carga en horas valle. El 84% de los M1 carga a 4 kWh/h y el 4% a 6 kWh/h. ....                              | 82 |
| Figura 41. Curva de carga del sistema en el escenario 2 con la estrategia de carga en horas valle. El 44% de los M1 carga a 4 kWh/h y el 44% a 3 kWh/h. ....                             | 83 |

Figura 42. Curva de carga del sistema en el escenario 2 con la estrategia de carga en horas valle. El 24% de los M1 carga a 4 kWh/h y el 64% a 3 kWh/h. ....83



## Lista de tablas

|   |    |
|---|----|
| Tabla 1. Esta tabla refleja las características de los principales tipos de baterías comerciales actuales. Fuente: IEEE [19]. | 14 |
| Tabla 8. Parque de EV estimado para cada escenario en 2030 para el caso de estudio.   | 51 |
| Tabla 10. Tabla que ilustra el funcionamiento de la estrategia de carga en horas valle durante un día típico.                 | 63 |
| Tabla 11. Tabla que ilustra el funcionamiento de la estrategia de carga controlada durante un día típico.                     | 67 |
| Tabla 12. Comparación de los valores reales y analíticos de los principales índices de fiabilidad del sistema IEEE RTS.       | 70 |
| Tabla 13. Índices de fiabilidad para cada escenario con la estrategia de carga directa.                                       | 72 |
| Tabla 14. Índices de fiabilidad para cada escenario con la estrategia de carga en horas valle.                                | 73 |
| Tabla 15. Índices de fiabilidad para cada escenario con la estrategia de carga controlada.                                    | 74 |
| Tabla 20. Coeficientes porcentuales diarios de carga. Fuente: [25].   | 93 |
| Tabla 21. Coeficientes porcentuales horarios de carga. Fuente: [25].  | 94 |
| Tabla 22. Características de las unidades de generación. Fuente: [25].  | 95 |





## Acrónimos y abreviaturas

|                 |  |
|-----------------|--|
| CO <sub>2</sub> | Dióxido De Carbono   |
| GEI             | Gases De Efecto Invernadero  |
| IPCC            | Panel Intergubernamental Contra El Cambio Climático                              |
| UE              | Unión Europea  |
| MOVELE          | Plan Estatal Para El Desarrollo Del Vehículo Eléctrico                           |
| MERGE           | Mobile Energy Resources In Grids Of Electricity                                  |
| MCI             | Motores De Combustión Interna  |
| EV              | <i>Electric Vehicle</i> (Vehículo Eléctrico)                                     |
| LEV             | <i>Low Emission Vehicle</i> (Vehículo De Bajas Emisiones)                        |
| ZEV             | <i>Zero Emission Vehicle</i> (Vehículo De Cero Emisiones)                        |
| HEV             | <i>Hybrid Electric Vehicle</i> (Vehículo Híbrido Eléctrico)                      |
| PHEV            | <i>Plug-In Hybrid Electric Vehicle</i> (Vehículo Híbrido Enchufable)             |
| EREV            | <i>Extended Range Electric Vehicle</i> (Vehículo Híbrido De Autonomía Extendida) |
| BEV             | <i>Battery Electric Vehicle</i> (Vehículo Eléctrico De Batería)                  |
| HL1             | <i>Hierarchical Level 1</i>  |
| LOLE            | <i>Loss Of Load Expected</i>   |
| LOLF            | <i>Loss Of Load Frequency</i>  |

|       |  |
|-------|--|
| LOEE  | <i>Loss Of Expected Energy</i>                           |
| NSMCS | <i>Non-Sequential Montecarlo Simulation</i>              |
| SMCS  | <i>Sequential Montecarlo Simulation</i>                  |
| MTTF  | <i>Medium Time To Failure</i>                            |
| MTTR  | <i>Medium Time To Repair</i>                             |
| TTF   | <i>Time To Failure</i>                                   |
| TTR   | <i>Time To Repair</i>                                    |
| IEEE  | <i>Institute Of Electrical And Electronics Engineers</i> |
| RTS   | <i>Reliability Test System</i>                           |
| V2G   | <i>Vehicle To Grid</i>                                   |

# **1. Introducción**

## **1.1. Contexto y motivación**

El ser humano ha conseguido en los últimos siglos un inmenso desarrollo tecnológico que ha permitido una gran mejora de la calidad de vida para millones de personas. En un sinnúmero de sectores como en el transporte, los combustibles fósiles trajeron innumerables posibilidades: acercar a las personas, recorrer distancias previamente insalvables, calefactar viviendas o proveer electricidad para todo tipo de usos son algunos de estos ejemplos.

Todas estas ventajas han desencadenado en el planeta un gran aumento de la quema de combustibles fósiles. Esta quema de combustibles provoca en la atmósfera grandes emisiones de CO<sub>2</sub> y otras variedades de los llamados GEI (gases de efecto invernadero), que son responsables del aumento de la temperatura global. Además, estos gases representan un riesgo para la salud de las personas, siendo causa de enfermedades respiratorias en ciudades con tasas de polución altas y disminuyendo su esperanza de vida.

La concentración de los GEI en la Tierra ha aumentado aproximadamente un 40% desde comienzos de la revolución industrial en 1750. La Unión Europea aconseja no sobrepasar los dos grados en el aumento de la temperatura media global respecto a la época preindustrial [1]. Esto supone no rebasar la concentración de 450 ppm de CO<sub>2</sub> en la atmósfera según las investigaciones de los científicos del IPCC [2], grupo al que la UE ha tomado como referencia para sus advertencias. Superar estos límites supondría según el IPCC cambios dramáticos en el clima, como el desencadenamiento de los fenómenos de retroalimentación que aceleren el proceso. La concentración actual de estos gases ya ha sobrepasado las 400 ppm y la previsión es que continúe en aumento.

Estas circunstancias hacen del cambio climático uno de los mayores y más complicados retos a los que el ser humano debe enfrentarse. A pesar de ello, la contaminación no es el único problema que trae consigo el gran aumento del consumo de combustibles fósiles. La posible futura escasez de estos combustibles también puede acarrear graves problemas dada la importancia clave que estas fuentes de energía aún tienen en la sociedad.

Por todos estos motivos, desde hace varias décadas se buscan modelos de sociedad alternativos basados en la sostenibilidad y en la no dependencia de los combustibles fósiles. En ellos las fuentes de energía renovable deben desempeñar un papel clave, pues permiten reducir la dependencia de los combustibles a la vez que no emitir emisiones contaminantes en la producción de energía. Este modelo energético lleva necesariamente a un uso directo de la electricidad como combustible. Este cambio está siendo apoyado y promovido por instituciones como la Unión Europea por medio de legislaciones que penalicen las emisiones y favorezcan las fuentes de energía limpias, como el del "objetivo 20-20-20" por el que los Estados miembros se comprometen a reducir su emisiones en un 20% y aumentar su producción de energía renovable hasta un mínimo del 20% para 2020.

En este contexto de búsqueda de alternativas y siendo el sector del transporte uno de los más dependientes de los combustibles fósiles y el causante de aproximadamente el 80% de la contaminación atmosférica en España, el vehículo eléctrico surge como alternativa en la movilidad. Para su desarrollo también existen incentivos a nivel estatal, como el plan MOVELE [3]. Esta tecnología tiene varios puntos fuertes: la no producción de emisiones de ningún tipo en el lugar de su utilización, el aumento del precio de los combustibles u otros factores, lo que puede desequilibrar la balanza de los usuarios a su favor en un futuro muy cercano. Las características de estos vehículos se analizarán en profundidad en el capítulo 2.

Las perspectivas de penetración del vehículo eléctrico hacen necesario el análisis de la adecuación del sistema eléctrico actual ante las diferentes posibilidades de consumo que cabría esperar de un incremento tan a priori relevante.

### **1.2. Objetivos de la tesis**

Cómo el propio nombre de este tesis, "*Influencia del vehículo eléctrico sobre la fiabilidad de los sistemas eléctricos*" indica, el objetivo principal se centrará en conocer mejor la relación del uso del vehículo eléctrico y su grado de penetración, con las posibles consecuencias que puedan producirse en la red eléctrica.

---

El estudio se enfocará principalmente en las consecuencias sobre la fiabilidad del sistema y tratará de analizar su variación por medio del uso de diferentes estrategias de carga para distintos tamaños de flota de vehículos eléctricos. De esta relación se pretenden extraer conclusiones sobre los beneficios y las desventajas de cada estrategia. Con este fin se crearán modelos de sistemas eléctricos basados en el método estadístico numérico de Monte Carlo. Estos modelos serán programados para ser representativos de sistemas mayores y se simulará su funcionamiento durante un número suficiente de años para obtener los resultados relevantes de los índices de fiabilidad en cada caso.

### **1.3. Estructura de la tesis**

La tesis está dividida en 9 capítulos, anexos y referencias bibliográficas. Este apartado pretende realizar un resumen sintético de su estructura.

El capítulo 1 contiene la introducción al tema, donde se expone el contexto que ha motivado al desarrollo de la tesis y los objetivos de la misma.

El capítulo 2 desgrana las diferentes tecnologías referentes al vehículo eléctrico y su historia.

El capítulo 3 trata de describir el método probabilístico detrás del trabajo realizado para la construcción de los sistemas a simular.

El capítulo 4 explica los estudios de fiabilidad sobre los que se basan los análisis del trabajo.

El capítulo 5 explica el modelado y las características del sistema principal utilizado para las simulaciones.

El capítulo 6 expone las perspectivas de penetración de vehículo eléctrico para distintos escenarios según el proyecto MERGE.

El capítulo 7 describe el modelado realizado para los vehículos eléctricos utilizados en las simulaciones y las diferentes estrategias de carga llevadas a estudio.

El capítulo 8 recoge los resultados de las simulaciones y comenta posibles modificaciones.

El capítulo 9 engloba las conclusiones del trabajo realizado durante esta tesis y el trabajo por desarrollar en el futuro.

Los siguientes apartados corresponden a anexos y a referencias bibliográficas.



## **2. Estado del arte del vehículo eléctrico**

### **2.1. Historia del vehículo eléctrico**

#### **2.1.1. Historia del vehículo eléctrico: pasado**

El primer vehículo eléctrico puro fue inventado entre 1832 y 1839 por el hombre de negocios escocés Robert Anderson. Incluso antes de que fueran desarrollados los motores de ciclos Diesel u Otto de los vehículos convencionales [4].

Este tipo de vehículo se continuó desarrollando durante todo el siglo XIX y principios del XX. Debido a las limitaciones técnicas de los sistemas de almacenamiento de energía y el gran desarrollo tecnológico de los MCI (motores de combustión interna) de la época, los vehículos eléctricos estancaron definitivamente su progreso en 1920. Los vehículos con motores de combustión interna ofrecían comodidad, rapidez y una gran autonomía para recorrer grandes distancias sin necesidad de abastecer de combustible en muchas ocasiones. Esto a pesar de que la eficiencia del motor sea baja, cerca del 30% (hacer referencia).

El crecimiento de la población mundial y la expansión de los automóviles ha provocado un gran aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero. Los vehículos de combustión suponen en España cerca de un 40% de la energía consumida [5], (ronda un 50% si se considera su ciclo productivo total). De ello, el transporte rodado por carretera equivale aproximadamente a un 80% de la contaminación atmosférica del país debido a la quema masiva de combustibles fósiles [6].

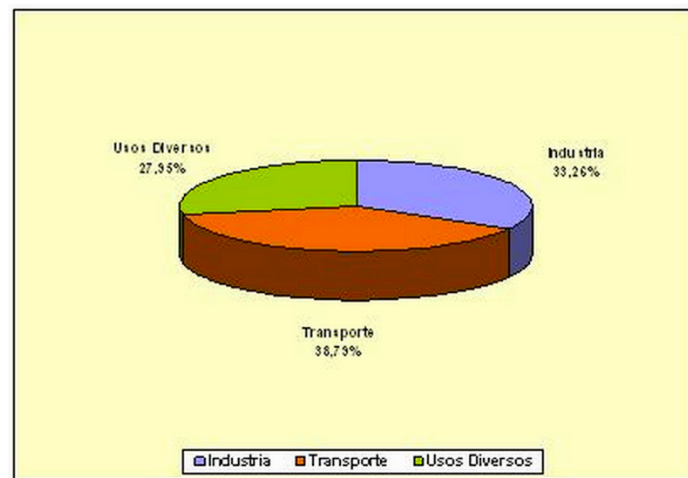


Figura 1. La energía en España en 2009. Fuente: MITYC de España.

La gran concentración de estos gases afecta especialmente a la calidad del aire de las ciudades y ya alcanza niveles peligrosos para la salud pública en muchas ciudades del mundo. Además de los perjuicios que ocasionan en el medioambiente y que están perturbando gravemente el ecosistema global. Esta situación junto con el encarecimiento del petróleo ha llevado a gobiernos e instituciones a la búsqueda de alternativas fiables y económicas en movilidad que recorten las emisiones de GEI. Así surge de nuevo la apuesta por el EV.

### 2.1.2. Historia reciente del vehículo eléctrico

Las preocupaciones ambientales han sido crecientes desde la década de 1970. En 1990 la Junta de Recursos del Aire de California promulgó un innovador mandato que regulaba las emisiones de vehículos, el LEV I (*low-emission vehicle*). Por medio de este mandato se exigía la inclusión progresiva de los vehículos de bajas emisiones y posteriormente de cero emisiones (*zero emission vehicle*, ZEV) desde 1998 hasta 2003. Estas leyes, "que no contaron con el beneplácito de la industria petrolera", sirvieron de precedente para futuras regulaciones en las emisiones y la promoción de medios de transporte sostenible por medio de las administraciones.

En las dos últimas décadas la regulación de las emisiones ha podido hacerse más restrictiva. En España existe legislación en este aspecto desde nivel europeo, donde la firma del compromiso de reducir un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero regula las emisiones máximas de los nuevos vehículos, [7]; hasta nivel municipal, en el que cada ayuntamiento tiene la potestad de restringir los vehículos de altas emisiones en los centros de las ciudades. La restricción de las emisiones también ha traído la promoción del vehículo eléctrico por varios medios. Por una parte con la



construcción de la infraestructura necesaria, como los puntos de carga [8] y por otra, por medio de subvenciones en su adquisición de hasta 6000€ [3].

### 2.1.3. Previsiones para el futuro

Este escenario está permitiendo el desarrollo del vehículo eléctrico. Grandes empresas como Tesla Motors o BMW están consiguiendo modelos innovadores y muy funcionales, que incluso superan a los vehículos convencionales en muchos aspectos. En particular, es reseñable la inversión de Tesla Motors para minimizar los costes de la batería de los vehículos eléctricos y maximizar su capacidad. La innovación de mayor potencial para un gran impulso definitivo del vehículo eléctrico puede venir de la mano de las baterías de grafeno. Investigadores españoles aseguran haber conseguido fabricar baterías de este material, que tiene unas propiedades idóneas, como una densidad de energía mucho mayor que el litio, gran ligereza y gran conductividad. Además, al provenir éste del carbono, se trata de una materia prima muy abundante. Los investigadores aseguran que sus baterías aumentarían la autonomía del EV hasta los 1000 km y la carga de éste se completaría en 8 minutos, además de disminuir el precio considerablemente [9].

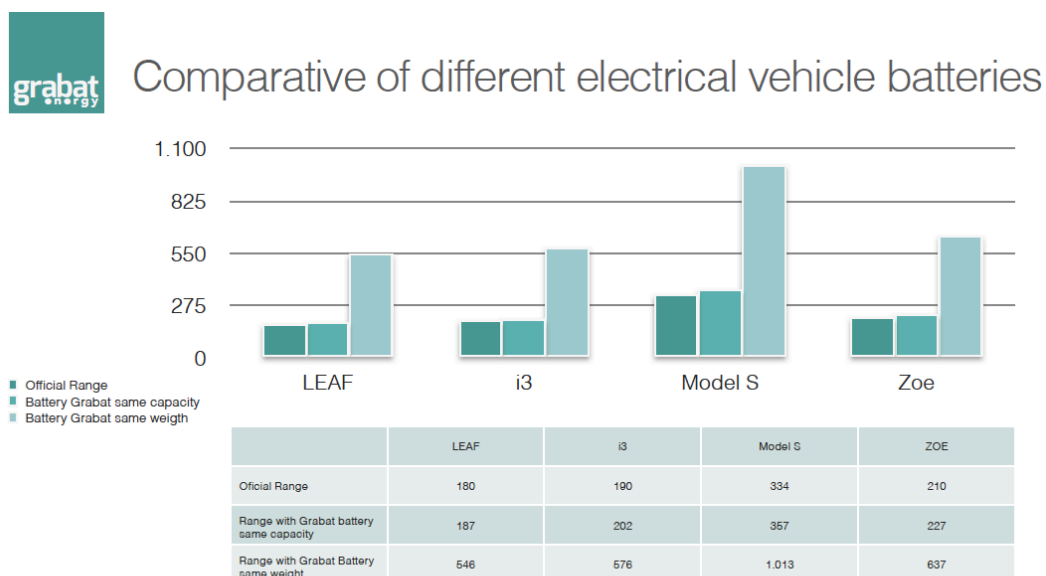


Figura 2. Comparativa de la capacidad de diferentes modelos de baterías con la que tendrían con baterías de grafeno. Fuente: página de Facebook de la empresa Grabat [10].

## 2.2. Tipos de vehículos eléctricos

Durante este apartado se van a explicar los diferentes tipos de vehículos eléctricos y sus principales diferencias, con el objetivo de contextualizar la tecnología que se

tratará durante la tesis.

### 2.2.1. Vehículos híbridos "ligeros"

También llamados híbridos paralelo. El motor de combustión deja de funcionar cuando se detiene y provee energía adicional cuando se acelera. El sistema eléctrico también posee funciones de *auto-start* y *auto-stop*. El consumo de gasolina disminuye aproximadamente en un 10% [11].

Ejemplos de vehículos híbridos ligeros son Honda Civic Hybrid y los BMW 7-series hybrid. La última versión del modelo de Honda tiene una batería de 20 kW de litio con capacidad de 100 kAh y un motor eléctrico de 17 kW. En estos modelos no se puede hablar de autonomía eléctrica, pues a excepción de algunos modelos que son capaces de desconectar el motor de combustión a velocidad moderada, no pueden ser rodados por la energía de las baterías.

### 2.2.2. Vehículo híbrido (HEV)

Al igual que los vehículos híbridos ligeros, su única fuente de energía es el combustible y no permite la carga de su batería mediante conexión a la red eléctrica. La batería funciona intermitentemente en ciclos de carga y descarga y no almacena una gran cantidad de energía. Ésta se recarga por medio del exceso de energía producido por el motor de gasolina y por medio del frenado regenerativo. El motor eléctrico de tracción se reconecta como generador durante el frenado y las terminales de alimentación se convierten en suministradoras de energía la cual se conduce hacia una carga eléctrica; es esta carga la que provee el efecto de frenado. La tecnología de frenado regenerativo obtiene la energía cinética para cargar las baterías cada vez que el conductor pisa el freno. La reducción del consumo de gasolina en estos modelos oscila entre el 25% y el 40%. Los sistemas híbridos minimizan el ralentí y proporcionan un arranque eléctrico integrado, lo que aumenta la capacidad del vehículo para arrancar y para acelerar.

Sus inicios datan de principios del siglo XX. Porsche desarrolló un vehículo eléctrico de relevancia para el futuro funcionamiento de los mismos. Utilizaba un motor de combustión interna para accionar un generador eléctrico que alimentaba motores acoplados en cada rueda. Este vehículo conseguía recorrer cerca de los 65 km en modo eléctrico [12].

Ejemplos de vehículos híbridos son el Ford Fusion Hybrid y el Toyota Prius. La diferencia con los vehículos híbridos ligeros radica en que tienen la capacidad de

---

activar el sistema eléctrico voluntariamente. [11]. El Ford Fusion Hybrid usa una batería de iones de litio de 1.4kWh y es capaz de recorrer en modo eléctrico hasta 130 km/h. En modo eléctrico permite alcanzar un consumo mínimo de 19,9 km/L y una autonomía de 3,2 km [13].

El punto fuerte de los vehículos híbridos es que por medio del motor eléctrico consiguen aumentar la eficiencia del vehículo y por tanto, disminuir el consumo de combustible. A la vez que conservan las comodidades de los vehículos convencionales. Las desventajas radican en que el precio inicial suele ser superior al de un utilitario convencional y en que esta clase de vehículos no elimina definitivamente la dependencia de los combustibles fósiles.

### **2.2.3. Vehículos híbridos enchufables (PHEV)**

Esta clase de vehículos combina un motor de combustión interna (MCI) con una batería y un motor eléctrico. El MCI y el motor eléctrico impulsan el vehículo en una combinación paralela o en serie. Esto es: propulsados únicamente con un motor eléctrico y con un motor de combustión que apoya su autonomía por medio de un generador cuando es en serie; o con dos motores eléctrico y de combustión independientes y que se complementan, cuando es en paralelo [14].

Sus fuentes de energía son tanto el combustible del motor térmico, como electricidad suministrada por la red que permite recargar la batería. Habitualmente el MCI es más pequeño que el propio de los vehículos de combustión e incluso los vehículos híbridos.

La batería se recarga mediante el motor de gasolina, el freno regenerativo y la conexión una fuente de electricidad externa. Los requisitos para ser considerado un PHEV son: una autonomía de la batería eléctrica de al menos 16 km, una capacidad mínima de la batería de al menos 4 kWh y la posibilidad de recarga enchufable de la batería eléctrica. Las ventajas de este tipo de vehículo son muy apreciadas como una solución intermedia entre los vehículos con MCI y los EV, pues reducen las emisiones y compensan el problema tecnológico actual de la autonomía de las baterías. Varios modelos de PHEV son por orden de ventas, el Chevrolet Volt, el Toyota Prius Plug-in o Opel Ampera [12] [11].

### **2.2.4. Vehículo eléctrico de autonomía extendida EREV o híbrido enchufable serie**

Tienen las mismas características que los BEV pero además incorporan un MCI como

fuentes de energía secundaria que funcionan como un generador eléctrico. Este motor permite cargar la batería en cualquier momento necesario como un proceso lineal.

El Chevrolet Volt es un ejemplo de híbrido serie. Su motor eléctrico posee una potencia de 111 kW (150 CV) y su batería es de 16,5 kWh. En modo eléctrico es capaz de rodar durante 61 km, mientras que con la combinación de motor de combustión y motor eléctrico, su autonomía alcanza los 612 km con un consumo en ciudad de 1 litro cada 100 km [15] [16].

La ventaja de este tipo de vehículos viene en cuanto a autonomía. Consigue ser superior gracias al apoyo del motor de combustión que energiza el motor eléctrico. Para un uso en diario en ciudad sin grandes distancias conseguiría funcionar plenamente en modo eléctrico. La principal desventaja es que al aumentar el peso del vehículo con los motores extra, la autonomía completamente eléctrica se ve reducida para usos más prolongados. En estas ocasiones la fuente de energía será inevitablemente el combustible fósil. A pesar de ello consigue una gran eficiencia y un bajo consumo.

### **2.2.5. Vehículos eléctricos de batería (EV)**

Son propulsados únicamente por un motor eléctrico. La fuente de energía proviene de la electricidad almacenada en la batería que se debe cargar a través de la red. Aunque también incorporan otras tecnologías de carga como el frenado regenerativo.

El funcionamiento y la mecánica del EV es mucho más sencillo que en los vehículos convencionales. Fundamentalmente se basa en uno o varios motores eléctricos acoplados mecánicamente a los ejes del vehículo. Estos motores eléctricos son controlados con variadores de frecuencia y otros métodos de electrónica de potencia que ejecutan las señales recibidas por el conductor al pisar el acelerador. El volumen del motor también se reduce considerablemente frente a los motores de combustión.

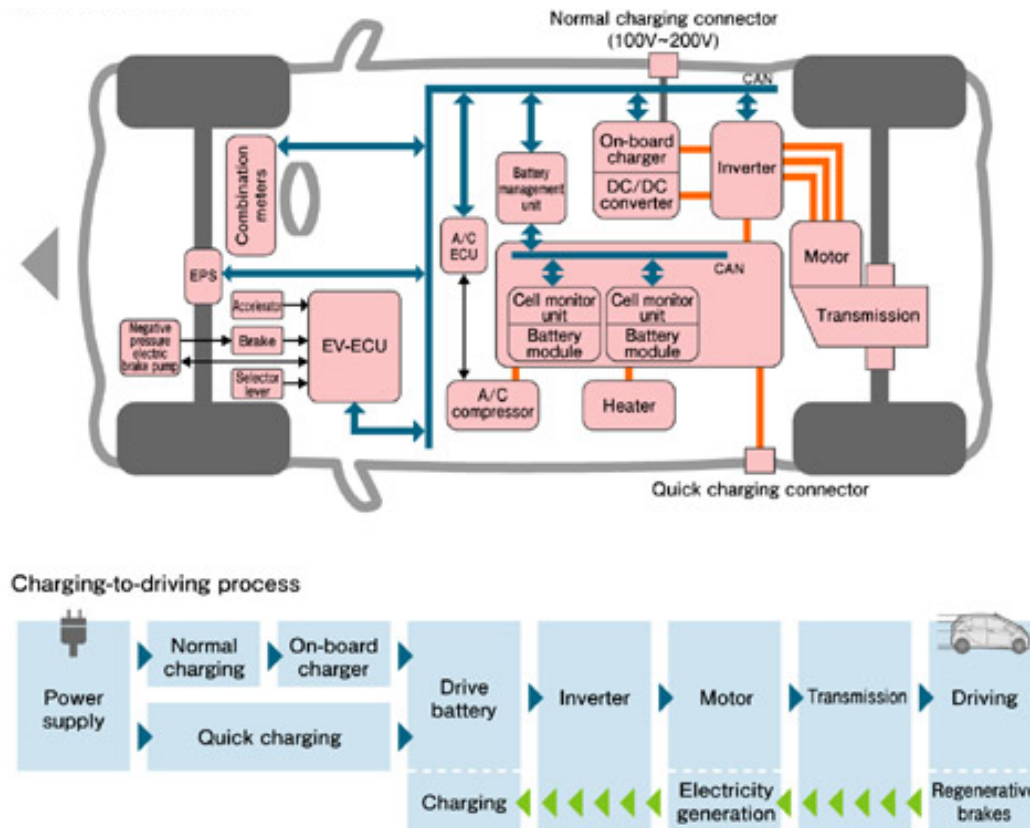


Figura 3. Esquema de configuración típico de un vehículo eléctrico.

Para analizar las características de este tipo de vehículo se van a tomar como ejemplo los modelos más vendidos. El primer ejemplo es el Nissan Leaf, un vehículo eléctrico que ha tenido gran aceptación gracias a su buena relación calidad precio. Se trata del líder de ventas actual a nivel global. La potencia máxima de su motor eléctrico es de 80 kW, su batería tiene un almacenamiento de 24 kWh, que le da una autonomía de 199 km [17]. El segundo ejemplo es el BMW i3. Su motor es algo más potente, con un máximo de 125 kW. La batería tiene una capacidad de 19 kWh y un alcance de 190 km [18]. Por último, el Tesla Model S, un vehículo eléctrico de gama alta que ha conseguido posicionarse como el segundo EV en ventas a nivel global. La última versión (P85D) lleva acoplado un motor eléctrico en cada eje para obtener un mayor rendimiento y en su conjunto suman 515 kW (691 CV). La batería tiene una capacidad de 85 kWh con la que la autonomía alcanza los 407 km. En otros modelos de este Tesla Model S, la autonomía llega a los 500 km [19]. En todos estos modelos la batería es del tipo ión-litio.

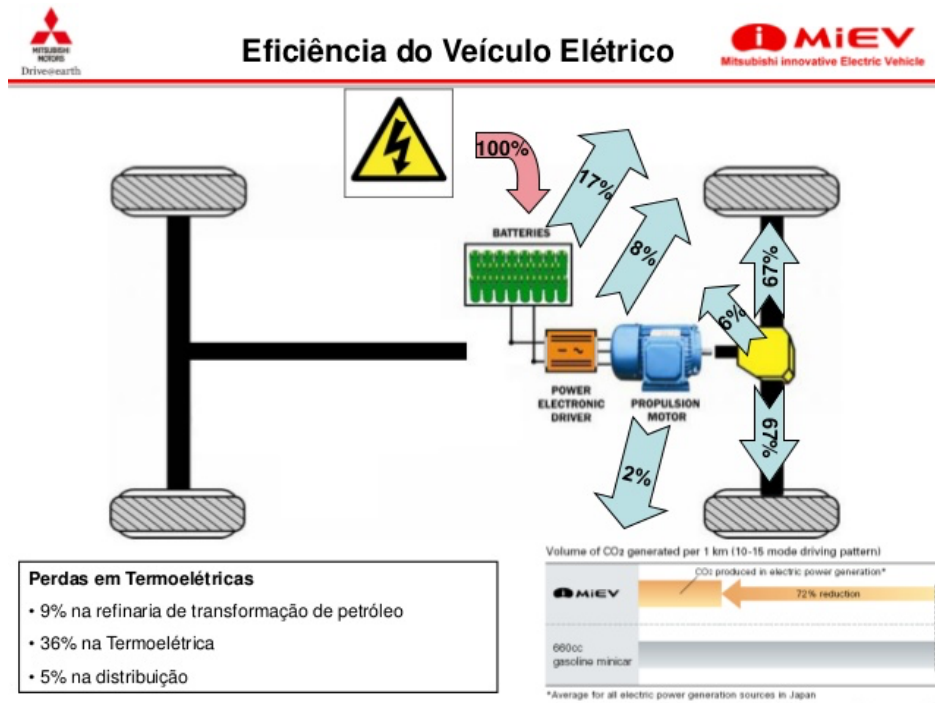


Figura 4. Esquema de la eficiencia del vehículo eléctrico y sus principales pérdidas. Fuente: MIEV [20].

## 2.3. Ventajas y desventajas de los vehículos eléctricos

La gran desventaja de los EV para su posicionamiento de mercado es su precio. Las baterías de litio a pesar de su gran densidad energética aún siguen siendo muy caras y esto afecta al precio final. Se espera que esto cambie a corto plazo con la producción en masa de las baterías. Aunque los gastos en electricidad al año también son considerablemente menores que los gastos en combustible de los vehículos convencionales y ayudan a amortizar la inversión.

Actualmente, el cuello de botella de los EV es la batería. Su autonomía y el tiempo necesario para la recarga son la principal desventaja frente a los vehículos convencionales en usos prolongados. Al ser las baterías aún muy pesadas, el peso total es mayor y le otorga menor autonomía.

La gran ventaja de los vehículos eléctricos respecto a los vehículos con MCI es que éstos no producen ningún tipo de contaminación en el lugar ni en el momento de su uso. A pesar de ello, pueden producir contaminación indirectamente, si la electricidad

---

utilizada para cargar sus baterías no ha sido producida por fuentes de energía limpias. Con todo esto, permite una mayor independencia de los combustibles fósiles, y si se da el caso de que su fuente de generación es renovable, su ciclo total de emisiones será cero.

Los motores de los vehículos eléctricos convierten en movimiento cerca de un 90% de la energía que consumen. Por ello, a pesar de que la fuente de energía primaria sea un combustible fósil y que se produzcan pérdidas por calor en otros puntos, el vehículo eléctrico consumirá menos en comparación con uno de combustión interna (con una eficiencia cercana al 30%). Aparte de la eficiencia, de los motores también destaca lo silenciosos que son en uso. Reducirían notablemente la contaminación sonora de las ciudades.

Al ser la mecánica del vehículo eléctrico el mantenimiento y sus costes son menores. En ocasiones casi nulos. Además tienen una vida útil muy superior.

## **2.4. Baterías**

### **2.4.1. Tipos de Baterías**

Actualmente existen cuatro tipos relevantes de baterías comerciales. Éstas son las de ácido-plomo, níquel-cadmio, níquel-hidruro metálico e ión litio.

Los principales parámetros medidos a la hora de analizar la viabilidad de los materiales utilizados en las baterías son la energía específica (Wh/kg), la densidad de energía (Wh/l), el número de ciclos de vida y el voltaje por celda. Los dos primeros parámetros son especialmente importantes, pues condicionan la masa y el volumen que poseerá la batería a utilizar. El número de ciclos de vida define la vida útil que tendrá el producto y el voltaje por celda es crucial en el desempeño requerido por los equipos eléctricos. En la Tabla 1 se puede apreciar que la energía específica de las baterías de ión litio es mucho mayor que las del resto de tipos, quedando la de plomo-ácido en peor posición. En cuanto a densidad de energía, la Figura 5 muestra que de nuevo las baterías de ión litio son las que en el mercado actual obtienen un menor volumen por cada unidad de energía, seguidas de las baterías de níquel-hidruro metálico. En número de ciclos de vida las baterías de ión litio se vuelven a imponer al resto de sus competidores; lo mismo que ocurre con el voltaje por celda, el cuál es considerablemente superior en las baterías de ión litio.

Tabla 1. Esta tabla refleja las características de los principales tipos de baterías comerciales actuales. Fuente: IEEE [21].

|  | Lead - Acid | Ni - Cd             | Ni - MH    | Li ion    |
|--|-------------|---------------------|------------|-----------|
| Cost                                   | Low         | Medium              | High       | Very High |
| Specific Energy (Wh·kg <sup>-1</sup> ) | 30 -50      | 50 -80              | 40 -100    | 160       |
| Voltage per cell                       | 2           | 1.25                | 1.25       | 3.6       |
| Charge current                         | Low         | Very Low            | Moderate   | High      |
| Cycle number (charge/discharge)        | 200 - 500   | 1000                | 1000       | 1200      |
| Autodischarge per month (% of total)   | Low (5%)    | Moderate-High (20%) | High (30%) | Low (10%) |
| Minimum time for charge (h)            | 8 - 16      | 1 - 1.5             | 2 - 4      | 2 - 4     |
| Activity requirement                   | 180 days    | 30 days             | 90 days    | None      |
| Environmental warning                  | High        | High                | Low        | High      |

Las baterías de ácido-plomo fueron las que primero se desarrollaron y las que utilizaron los primeros vehículos eléctricos. Como escenifica la Figura 6, en la década de 1990 las baterías de níquel-hidruros metálicos consiguieron un gran avance tanto en densidad como en energía específica, lo que las impulsó para su uso en EV y PHEV.

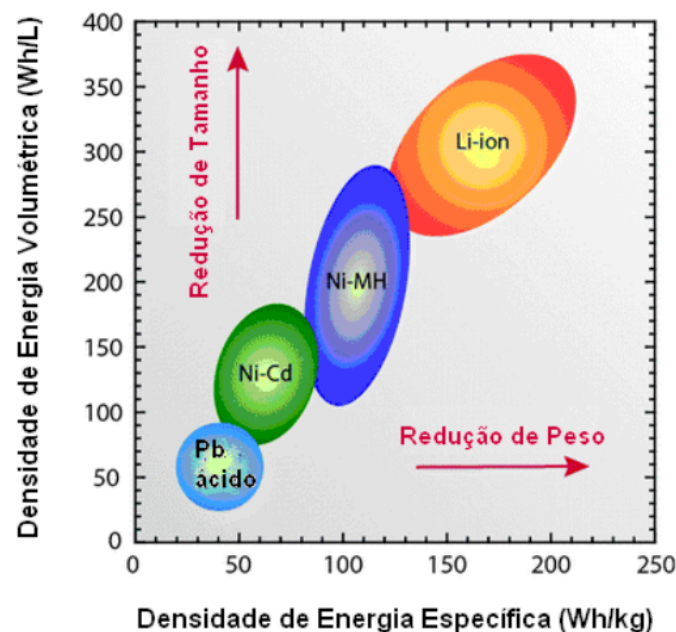


Figura 5. Representación gráfica de la densidad de energía volumétrica frente a la densidad de energía específica. Fuente: Autosil [22].



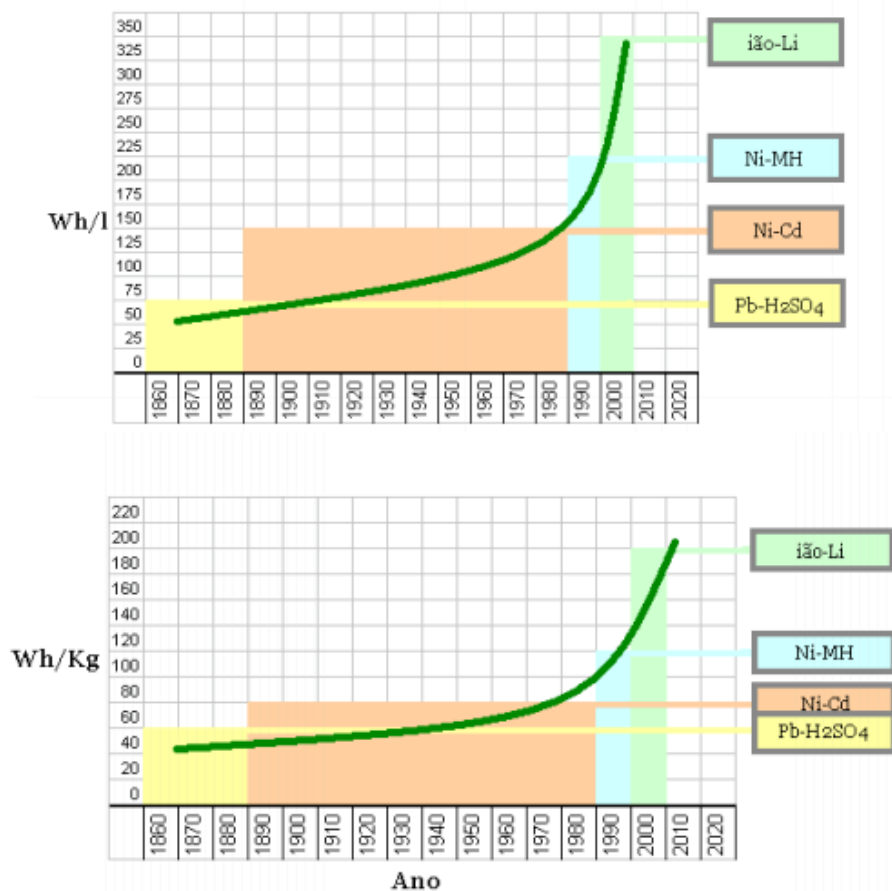


Figura 6. Representación de la evolución densidad de energía volumétrica y específica de las baterías. Fuente: Autosil [22].

Debido a sus características y a su relación con las de sus competidores, las baterías de ión litio son las que en la actualidad (año 2015) más atractivas resultan a los fabricantes de automóviles entre otras industrias. Presentan una mayor capacidad de almacenamiento en menores dimensiones y menor peso, lo cual es más ponderado por la industria del automóvil eléctrico que su alto precio por las escasez del material y su peligro ambiental.

A pesar del gran avance que suponen las baterías de ión litio, esta parte del vehículo eléctrico es la que conlleva más trabas para su desarrollo y expansión. Los vehículos eléctricos tienen grandes desventajas frente a los de motores de combustión interna debido a la autonomía de sus baterías y su posterior tiempo de carga. Por este motivo, el campo de las baterías supone el sector de mayor inversión e investigación dentro del vehículo eléctrico. Mediante nuevos métodos de producción se espera rebajar el

coste de las baterías al 70% de su precio, reducir el peso de sus baterías en un 60%, así como aumentar sus ciclos de vida [12] para la década de 2020 a 2030, respecto a los valores de 2012. En esta mejora de las características tendrá un peso importante la búsqueda y aplicación de nuevos materiales como el ejemplo del grafeno. Este material está consiguiendo grandes resultados para las baterías en su fase de laboratorio y podría aumentar en gran medida la viabilidad del vehículo eléctrico y por lo tanto su expansión.

Al ser los componentes de las baterías en muchas ocasiones materiales dañinos para el medio ambiente, debe existir legislación que regule su uso y fabricación y fomente su reciclaje. Esto también es beneficioso para materias primas como el litio que puedan tener una futura escasez.

También son estudiadas como posibles alternativas a las baterías eléctricas las pilas de combustible y los volantes de inercia. Pero estos métodos necesitarán mucho desarrollo para alcanzar una mayor competitividad.

### **2.4.2. Tecnologías de carga**

Los tipos de recarga del vehículo eléctrico pueden ser divididos esencialmente en recarga convencional y recarga rápida. La rapidez de la recarga depende fundamentalmente de la corriente y potencia eléctrica proporcionada. Con una corriente directa se consiguen distintos niveles de amperaje y de potencia eléctrica que con la corriente alterna para la recarga de las baterías. Las diferencias de tiempo entre una recarga convencional y una recarga rápida pueden ser tan amplias como de 8 horas a 15 minutos. Teniendo en cuenta que en la mayoría de las ocasiones la recarga rápida de 15 minutos supone la carga del 65% de la capacidad de la batería, pues a partir de cierto porcentaje por características de las baterías de ión litio, la recarga es algo más lenta [23] [24].

Existen cuatro modos de carga definidos por la norma IEC 61851 que dependen del nivel de comunicación entre el vehículo eléctrico y la infraestructura de recarga. Los modos con numeración más alta corresponden generalmente a infraestructuras con nivel de protocolos de comunicación más elevados [23]. Estos modos son los que aplican en España.

En el modo de carga 1 el vehículo es conectado a corriente alterna sin comunicaciones con la infraestructura de recarga. Es una conexión típicamente doméstica. La intensidad máxima permitida son 16 A por fase. La potencia máxima de este modo es 3,7 kW para la conexión monofásica y 11kW para la conexión trifásica.

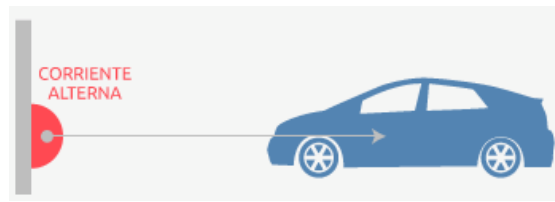


Figura 7. Conexión del vehículo a la red en modo 1. Fuente: Endesa [23].

En el modo 2 el cable cuenta con un dispositivo intermedio de control piloto para verificar la correcta conexión del vehículo a la red de alterna. La intensidad máxima de recarga son 32 A por fase. La potencia máxima que se puede entregar en este modo son 7,4 kW para conexión monofásica y 22 kW para la conexión trifásica.



Figura 8. Conexión del vehículo a la red en modo 2. Fuente: Endesa [23].

En el modo 3 el coche se conecta de nuevo a la red de alterna, pero en esta ocasión los dispositivos de control y protecciones se encuentran integrados en la infraestructura de recarga. El cable destina un hilo al control de la conexión. La intensidad máxima para este modo se mantiene en 32 A.



Figura 9. Conexión del vehículo a la red en modo 3. Fuente: Endesa [23].

El modo 4 sólo es aplicable a la recarga rápida. El punto de recarga incorpora un convertor a corriente continua e incorpora el sistema regulador. La potencia máxima que se puede entregar en este modo son 210kW para la conexión trifásica alterna (250 A por fase) y 240 kW para la conexión en corriente continua (400 A).



Figura 10. Conexión del vehículo a la red en modo 14 Fuente: Endesa [23].

Los puntos de carga más lentos están destinados por su idoneidad a los domicilios o lugares donde pernocten los vehículos y los puntos de carga rápida tienen como objetivo la carga de vehículos en la vía pública.

## **3. Descripción del método**

### **3.1. Análisis probabilístico de los sistemas de potencia**

En este capítulo se tratará la importancia de los análisis probabilísticos en los sistemas de potencia, su origen y desarrollo. Las ideas de este capítulo han sido obtenidas de las explicaciones del libro *Reliability Assessment Of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods* de Roy Billinton [25] acerca de los estudios de fiabilidad y adaptado para el caso de estudio.

La función primaria de un sistema de potencia es proveer energía eléctrica a sus consumidores tan económicamente como sea posible y con un grado de continuidad y calidad aceptable. La sociedad espera que el suministro de energía esté continuamente disponible para la demanda. Esto no es posible en los sistemas reales ya que estos sistemas y sus equipos tienen fallos aleatorios los cuales habitualmente están fuera del control del personal encargado. Los cortes en el suministro de energía no sólo suponen costes directos por la energía no consumida, sino que incluyen los costes indirectos para la sociedad y los sistemas alimentados. El impacto económico de estos fallos puede ser de gran magnitud como se ha demostrado a lo largo de la historia.

Para prever el funcionamiento de los sistemas de potencia y la probabilidad, frecuencia y duración de estos eventos, el suministro eléctrico ha sido sujeto de análisis desde sus comienzos. En un primer lugar se utilizaron métodos de análisis deterministas, como los porcentajes de reserva en la capacidad de generación, que actualmente sigue vigente. Pero estos criterios determinísticos tienen una gran debilidad que dificultó la predicción de errores y dispararon los costes: no responden o no reflejan la naturaleza probabilística y estocástica del comportamiento del sistema, la demanda de los consumidores o los fallos en los componentes. Además se centran en los sucesos que pueden causar grandes daños o fallos del sistema, pero

obvian pequeños eventos con gran probabilidad de ocurrencia que llevan a una insuficiente fiabilidad del sistema. La evaluación probabilística de los sistemas de potencia puede reconocer no sólo la severidad de un evento y su impacto en el comportamiento del sistema, sino la probabilidad de su ocurrencia. La apropiada combinación de severidad y probabilidad crea índices que representan fiablemente los riesgos del sistema.

Entre otros factores, el desarrollo de los recursos computacionales durante los últimos cuarenta años ha permitido la evolución e implantación de un amplio rango de técnicas probabilísticas. En este trabajo varias de estas técnicas han sido utilizadas para medir la fiabilidad de los sistemas llevados a estudio. Como consecuencia, un gran rango de índices de fiabilidad para los sistemas ha sido desarrollado. Estos índices no son siempre aplicables y debe ser analizado cuál es el necesario para cada propósito.

Las técnicas de evaluación probabilística de la fiabilidad pueden ser divididas en dos grupos principales: las analíticas y las simulaciones. Las primeras evalúan los índices basándose en modelos matemáticos y son útiles para modelos con gran fiabilidad. Las segundas estiman los índices simulando el proceso con un comportamiento aleatorio y corresponden a los métodos de simulación de Monte Carlo. Son preferidas para sistemas complejos con un alto número de posibles fallos.

El método de Monte Carlo es la designación general para las simulaciones estocásticas usando números aleatorios, pero posee numerosas variantes. Su nombre proviene del uso de este método en el casino de Monte Carlo en Mónaco y ha sido usado en varias áreas desde entonces. Sus principales ventajas radican en que: puede incluir efectos del sistema que deberían tener que ser aproximados en métodos analíticos; el número de muestras requerido para una precisión dada es independiente del tamaño del sistema, lo que lo hace apto para la evaluación de sistemas a gran escala; pueden simular distribuciones de probabilidad asociadas con actividades de fallo y restauración de componentes; pueden calcular tanto los índices de fiabilidad basados en los valores de variables aleatorias, como la distribución de estos índices; pueden simular factores no eléctricos del sistema, como los efectos del clima, etc.

Para el caso de estudio de este trabajo los índices de fiabilidad escogidos son los correspondientes al nivel jerárquico 1 de los sistemas de potencia, el cual compete a las instalaciones de generación. Los otros dos niveles corresponden a las instalaciones de transmisión y de distribución.

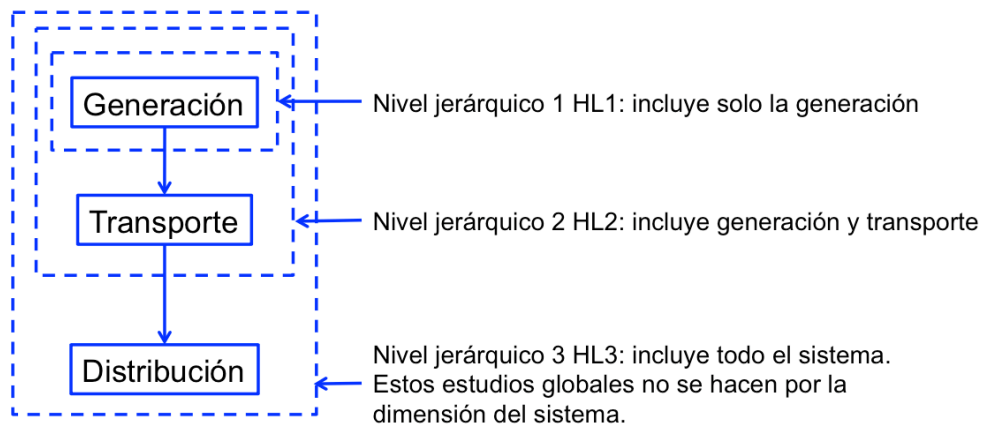


Figura 11. Estructura jerárquica de los sistemas eléctricos. Fuente: [25].

En el caso de estudio, los sistemas de generación *hierarchical level 1* (HL1), la producción total de potencia del sistema es examinada para determinar su adecuación para satisfacer la demanda de carga total del sistema. Los sistemas de transmisión son ignorados en este nivel de valoración. El cometido básico es estimar la capacidad de generación requerida para satisfacer el sistema de demanda y tener suficiente capacidad para realizar un mantenimiento correctivo y preventivo de las instalaciones de generación. Las técnicas utilizadas para ello en la actualidad se basan en métodos probabilísticos que responden y reflejan los factores reales que influyen la fiabilidad del sistema. Una aproximación válida tanto para métodos analíticos como para la simulación de Monte Carlo es conceptuada en la siguiente figura.

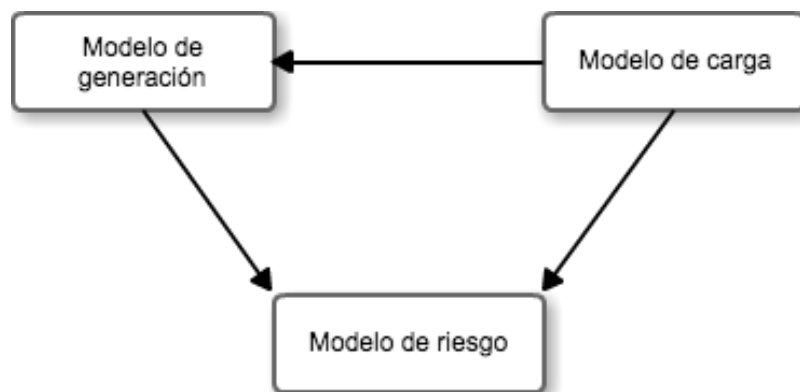


Figura 12. Esquematización de los métodos probabilísticos. Fuente: [25].

### 3.2. Datos de la fiabilidad

La recolección de datos para los estudios de fiabilidad puede suponer un coste apreciable, pero a largo plazo el coste de no recolectarlos supone una cantidad incluso mayor. Todo estudio de fiabilidad está supeditado a la calidad de los datos utilizados. La cualidad principal de estos debe ser la seguridad y relevancia. Deben ser suficientemente comprensibles para aplicar correctamente las metodologías predictivas y suficientemente restrictivos para asegurar que no se están recolectando datos innecesarios, ni se están evaluando estadísticas irrelevantes. Para reflejar los factores que afectan a la fiabilidad del sistema, los datos deben relacionar los dos procesos principales del comportamiento de los componentes, que son los procesos de fallo y los procesos de restauración.

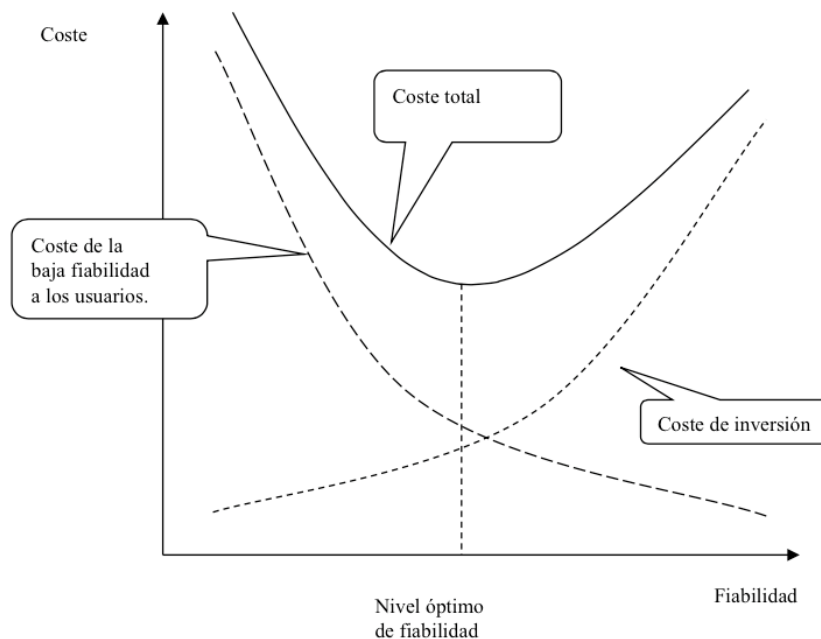


Figura 13. Gráfica que muestra la relación entre coste y fiabilidad. Fuente: [25].

### 3.3. Índices de adecuación

Existen muchos índices que pueden ser usados para medir la adecuación de un sistema de potencia en cada uno de los tres niveles jerárquicos. La mayoría de los índices son básicamente valores esperados de una variable aleatoria, aunque la distribución de probabilidad puede ser calculada en algunos casos. Los valores



---

esperados no deben ser considerados parámetros determinísticos, son la media a largo plazo de los fenómenos llevados a estudio y pueden ser considerados como indicadores de varios factores, como la disponibilidad de componentes del sistema, las características de la carga, etc.

## Índices en el estudio del HL1

Los índices básicos en la valoración de la adecuación de los sistemas de generación son el LOLE (*loss of load expectation*), el LOEE (*loss of energy expectation*), el LOLF (*loss of load frequency*) y el LOLD (*loss of load duration*). Estos índices habitualmente son calculados utilizando el método de simulación de Monte Carlo.

LOLE - este índice equivale a expectativas de pérdida de carga. Representa la media de carga cesada durante el periodo de evaluación. Es expresado en *horas/año*.

LOEE - este índice equivale a expectativas de pérdida de energía. Representa la media de energía no suministrada durante el periodo de evaluación. Es expresado en *MWh/año*.

LOLF - este índice equivale a frecuencia de pérdida de carga. Da la media del número de eventos de fallo por cese de energía durante el periodo de evaluación. Es expresado en *ocurrencias/año*.

LOLD - este índice equivale a duración de la pérdida de carga. Representa la duración media de los eventos de cese de carga durante el periodo de evaluación. Es expresado en *horas/ocurrencia*.

## 3.4. Métodos de simulación

Para el estudio probabilístico de los sistemas de potencia básicamente dos métodos principales han sido utilizados: los métodos analíticos y los métodos de simulación. Dadas las características de los sistemas analizados en este estudio los métodos analíticos no son adecuados para obtener resultados relevantes. Por este motivo han sido utilizados métodos de simulación de Monte Carlo, mucho más adecuados para sistemas complejos con peores índices de fiabilidad. Durante este apartado se van a explicar de manera generalizada los métodos de simulación existentes y con más detalle, los llevados a cabo en este estudio.

El trabajo de Bremerman [26] en este ámbito es muy relevante, por lo que sus explicaciones han sido seleccionadas como referencia y han sido adaptadas a la comprensión particular de este proyecto.

Los métodos de simulación de Monte Carlo han sido ampliamente desarrollados gracias al avance de los recursos tecnológicos y computacionales. Este hecho ha jugado un papel muy relevante en la extensa implementación de estos métodos estadísticos. Pueden proveer estimaciones de los índices de fiabilidad y un intervalo de confianza simulando el comportamiento estocástico de los componentes del sistema. La medida de la precisión de los resultados del método de Monte Carlo es habitualmente caracterizada por el coeficiente de varianza, calculado por medio de la desviación estándar de la expectativa estimada y el índice estimado. Las ecuaciones matemáticas utilizadas en la evaluación de la fiabilidad de los sistemas de potencia por medio del método de Monte Carlo están localizadas en el capítulo 4.

De manera diferente a los métodos analíticos que intentan evaluar los estados del sistema con modelos matemáticos, los métodos de simulación se basan en un conjunto de simulaciones representando los estados del sistema. Los métodos de simulación se pueden dividir fundamentalmente en dos grandes grupos: los métodos no secuenciales de Monte Carlo y los métodos secuenciales de Monte Carlo.

### **3.4.1. Simulación no secuencial de Monte Carlo**

El método de simulación no secuencial de Monte Carlo (NSMCS) consiste en tomar muestras de los estados del sistema independientemente de los periodos temporales en los que ocurren. Los índices de fiabilidad son estimados monitorizando el espacio de cada estado. Es igualmente importante calcular las funciones de testeo apropiadas para cada sistema como estimar los índices de fiabilidad. Cada simulación produce una estimación de cada parámetro evaluado por medio de la función de prueba apropiada.

El método de Montecarlo puede ser implementado en los siguientes pasos:

1. Inicializar el número de muestras  $N=0$ ;
2. Tomar muestras de todos los estados de los componentes del sistema desde sus distribuciones de probabilidad respectivas y actualizar  $N$ ;
3. Calcular el resultado de las funciones de prueba para los índices de fiabilidad para cada muestra del estado del sistema;
4. Calcular la estimación de los índices de fiabilidad como la media de los resultados de las funciones;
5. Calcular el coeficiente de varianza. Si el coeficiente de varianza es aceptable parar, sino, volver al paso número 2.

---

El NSMCS no es capaz de manejar características cronológicas de los sistemas. Pero es muy útil para calcular los índices de fiabilidad en menor tiempo computacional y con menor memoria de almacenamiento que los métodos SMCS.

### 3.4.2. Simulación secuencial de Monte Carlo (SMCS)

Este método de simulación está basado en tomar muestras de las distribuciones de probabilidad de las duraciones de los estados de los componentes del sistema. Es usado para representar el proceso estocástico de operación del sistema durante el uso de sus distribuciones de probabilidad, asociadas con los valores de MTTF y MTTR de cada componente del sistema. Asumiendo el uso del sistema de dos estados del modelo de Markov, estos son las funciones de distribución de las duraciones de los estados de operación y reparación que son generalmente asumidas como exponenciales. Otras distribuciones como Weibull, Normal, etc. también pueden ser utilizadas para mostrar diferentes comportamientos.

La siguiente figura representa un diagrama de flujo para ilustrar el proceso de simulación.

Este diagrama de flujo puede ser descrito en los siguientes pasos:

1. Inicializar el estado de los componentes. Es usual que los componentes estén en estado funcional. Definir el número máximo de años a ser simulado,  $N_{máx}$  y el criterio de convergencia  $\beta$ . Establecer el número de año a uno  $N_{año} = 1$ .
2. Establecer el tiempo de simulación como cero  $t = 0$  y sumar uno en el número de años simulados  $N_{año} = N_{año} + 1$ .
3. Tomar muestras del estado de los componentes del sistema en base anual (el periodo de referencia utilizado en la tesis). En una matriz de potencia, almacenar el estado de funcionamiento de cada una de estas componentes del sistema por cada hora. El valor  $t$  actúa como un contador para medir el progreso del proceso y almacenar las muestras de potencia en su lugar correspondiente dentro de la matriz.
4. La distribución exponencial suele aproximarse a la duración del estado del componente y es calculado de la siguiente manera:

$$T_i = -\frac{1}{\alpha_i} \ln(U_i)$$

Donde  $U_i$  es un número aleatorio uniformemente distribuido entre  $[0,1]$ ,  $i$  se refiere al número del componente. Los valores MTTF y MTTR (*mean time to failure* y *mean time to repair*) son representados por  $\alpha$ , y son usados de acuerdo con el estado actual del sistema. Las transiciones de carga ocurren en base horaria con 8736 puntos de carga.

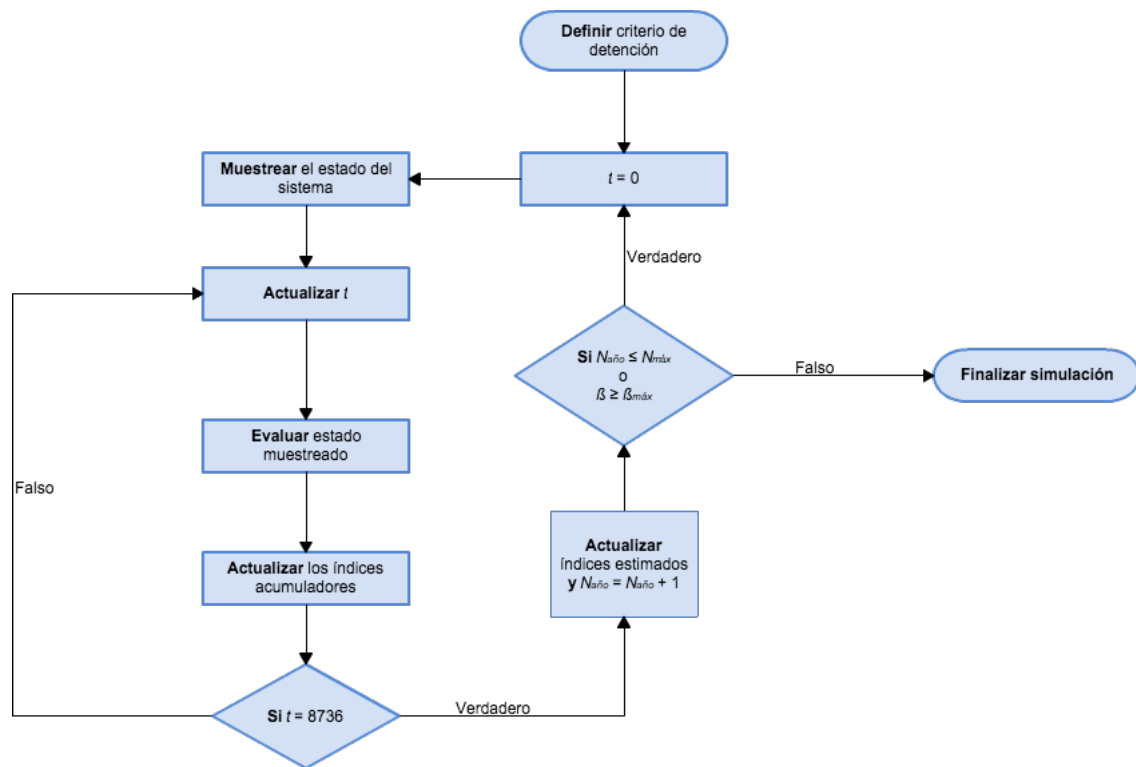


Figura 14. Diagrama de flujo que representa el método de simulación secuencial de Monte Carlo. Fuente: [26].

5. Actualizar el reloj de simulación  $t$ , de acuerdo con el estado de transición seleccionado. El proceso de muestreo es secuencial: se sortea la duración de funcionamiento TTF del componente por medio de la distribución exponencial con valor medio el coeficiente MTTF, se almacena la potencia de ese componente durante el tiempo de funcionamiento TTF en la matriz de potencia y se continua con el sorteo esta vez para el tiempo de reparación TTR en el tiempo  $t = t + \text{TTF}$ . Los pasos son sucesivos hasta alcanzar el valor de  $t = 8736$ .
6. Para obtener índices de fiabilidad anuales, evaluar la función de prueba sobre los valores acumulados.
7. Actualizar el resultado de las funciones de prueba de fiabilidad y sus correspondientes índices.
8. Si el año simulado no es el final, volver al paso número 2. En el caso de serlo, ir al paso número 9.
9. Estimar los valores medios esperados de los índices anuales como la media sobre los resultados para cada secuencia simulada.
10. Probar el criterio de detención de acuerdo con sus definiciones al inicio del proceso. Habitualmente el número de años muestreados y el índice de convergencia  $\beta$  son los criterios seleccionados para finalizar el proceso de simulación.

- 
11. Si el criterio de detención no es alcanzado, repetir el paso número 2 cada periodo de tiempo y guardar los resultados de cada duración muestreada para todos los componentes. En caso contrario, ir al paso número 12.
  12. Finaliza el proceso si el grado deseado de seguridad es conseguido. Sino, volver al paso número 2.

Las ventajas del SMCS son:

- El índice de frecuencia puede ser fácilmente calculado.
- Considera cualquier distribución de la duración del estado, distribuciones exponenciales o no exponenciales.
- Es el único método capaz de calcular las distribuciones estadísticas de probabilidad de los índices de fiabilidad además de su valor esperado.
- El método es también capaz de representar cronológicamente series de eólica e hidráulica. Estas series añaden un importante componente estacional que afecta a la generación de potencia de estas tecnologías.

El método SMCS es el utilizado para evaluar la adecuación de los sistemas de generación desarrollados en esta tesis. Por lo tanto, se dan más explicaciones sobre él en el capítulo 4.



## **4. Análisis y estudios de fiabilidad**

### **4.1. Realización de la adecuación del sistema de generación [25]**

La adecuación de los sistemas de generación HL1 se utiliza para evaluar la capacidad de los sistemas de generación para satisfacer el total de las cargas del sistema. Para ello, en este trabajo se utilizará el método de Monte Carlo por las ventajas que ofrece sobre métodos analíticos en sistemas con las siguientes consideraciones:

- Considerados asuntos cronológicos o dependientes del tiempo.
- El ciclo de trabajo de las unidades en horas pico es modelado.
- Son consideradas distribuciones de los estados de los componentes no exponenciales.
- Distribuciones de los índices de fiabilidad son requeridas.
- Participa un gran conjunto inaceptable de estados (rango inviable) en estudios de sistemas de generación multi-área.

La adecuación de sistemas de generación normalmente se divide en dos grupos: los sistemas de generación de un único área y los multi-área. El modelado de los sistemas de generación de una única área da las bases para modelar sistemas multi-área. Dos métodos de simulación fundamentales – el muestreo de la duración de los estados y el muestreo de los estados del sistema– se describen por la aplicación de los sistemas de generación de una única área en el capítulo siguiente.

La mayoría de las compañías eléctricas operan como miembros de un sistema de potencia interconectado por los mutuos beneficios asociados con la operación y la planificación de las interconexiones. La adecuación de los sistemas de generación multi-área es por lo tanto tan importante como el análisis de un único área, pero también más complejo. Conlleva no sólo los modelos de generación y carga de cada área, sino también, modelos de líneas de enlace y soporte a las políticas de cada zona.

Dadas las características de este estudio, que intenta comprender la influencia de un posible aumento de la carga por la introducción de un número de vehículos eléctricos en el sistema eléctrico peninsular, se va a analizar más en profundidad el impacto en el área de generación peninsular.

### **4.1.1. Adecuación de sistemas de generación de un único área por el método de muestreo de la duración del estado**

De entre los tres métodos básicos de simulación para la evaluación de la fiabilidad, dos son llamados métodos secuenciales –muestreo de la duración de los estados y muestreo de las transiciones de los estados del sistema– porque avanzan en el tiempo o en los estados del sistema secuencialmente. Correspondientemente, el muestreo de los estados del sistema es llamado método no secuencial porque considera cada momento temporal o estado del sistema independiente del resto. El muestreo secuencial de la duración de los estados ofrece las siguientes ventajas:

- Los índices de frecuencia pueden ser fácilmente calculados.
- Se pueden considerar distribuciones no exponenciales de las duraciones de los estados de las unidades de generación.
- El ciclo de trabajo de las unidades en horas punta puede ser modelado de forma sencilla.

Por estos motivos ha sido escogido para el modelado del sistema en este estudio y es descrito en los siguientes apartados.

#### Pasos generales

El método de muestreo de las duraciones de los estados para la adecuación de sistemas de generación de un único área se puede desarrollar de la siguiente manera.

El primer paso es generar historiales de funcionamiento para cada unidad de generación dibujando valores de la muestra de TTF (*time to failure*) y TTR (*time to repair*) de las unidades. El historial de operación de cada unidad está en la forma de ciclos operativos *up-down-up* o *down-up-down*. La capacidad de generación del sistema puede ser obtenida combinando los ciclos de operación de todas las unidades. La siguiente figura muestra esta combinación.



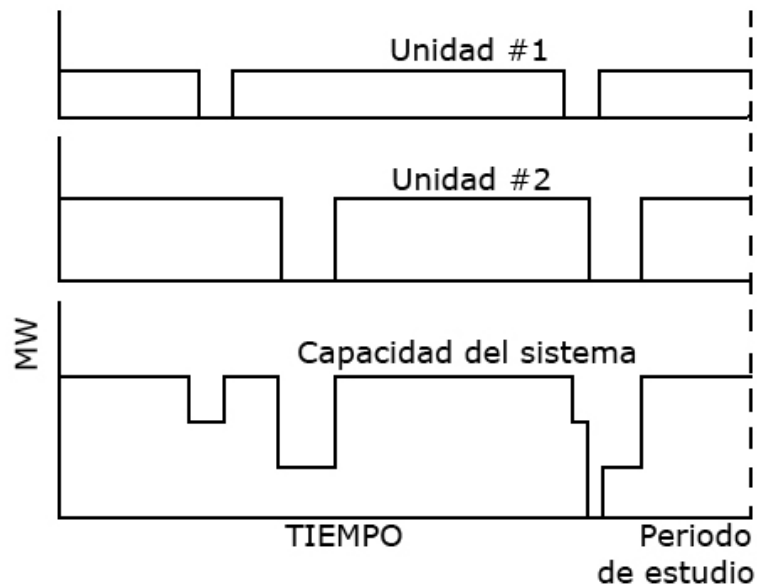


Figura 15. Construcción de la capacidad de generación. Fuente: [25].

El segundo paso es superponer la capacidad disponible del sistema en la curva de carga horaria cronológica para obtener el margen disponible del sistema. Un margen positivo indica que la generación del sistema es suficiente para cubrir la demanda de carga del sistema, mientras un margen negativo implica que la carga del sistema no ha sido satisfecha. La siguiente figura muestra la superposición.

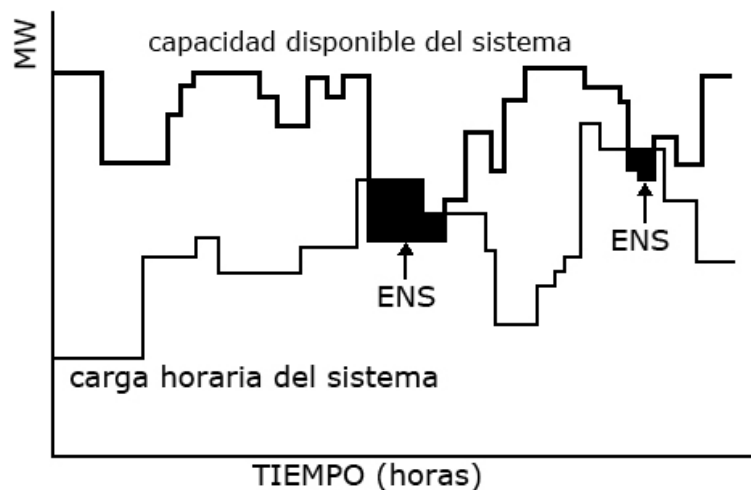


Figura 16. Margen de potencia del sistema. Fuente: [25].

El tercer paso es calcular índices de fiabilidad apropiados. En cada año muestreado, por ejemplo en el año  $i$ , la duración de la pérdida de carga ( $LLD_i$ ) en horas, la ocurrencia de la pérdida de carga ( $LLO_i$ ) y la energía no suministrada ( $ENS_i$ ) en MWh pueden ser obtenidos observando el modelo de margen de potencia disponible. Los índices de fiabilidad en  $N$  años muestreados por tanto, pueden ser estimados utilizando las siguientes ecuaciones:

1. Pérdida de carga esperada (LOLE), horas / año

$$LOLE = \frac{\sum_{i=1}^N LLD_i}{N}$$

2. Pérdida de energía esperada (LOEE), MWh / año

$$LOEE = \frac{\sum_{i=1}^N ENS_i}{N}$$

La varianza de estos parámetros estimados puede ser obtenida por medio de la siguiente expresión:

$$\sigma^2 = \frac{1}{N(N-1)} \sum_{i=1}^N [X_i - E(X)]^2$$

donde  $E(X)$  se refiere a la estimación de cualquier índice y  $X_i$  es el valor muestreado en el año  $i$ .

#### 4.1.2. Modelado de las unidades de generación

De los pasos generales anteriores se puede llegar a la deducción de que el factor más importante es el modelado de las unidades de generación. El resto del trabajo se basa en combinar ciclos de trabajo de todas las unidades, superposición de las curvas del sistema u otros cálculos simples. El modelo de las unidades de generación provee un historial de operación artificial de las unidades en las simulaciones del muestreo de las duraciones de los estados.

Las unidades de generación pueden ser divididas en dos tipos: unidades de carga de base y unidades de horas punta. Las unidades de carga base tienen largos ciclos de operación mientras que las de horas punta los ciclos son cortos. Ambos tipos pueden ser modelados usando sus diagramas de espacio de estado basados en las duraciones de los estados. Con el objetivo de simplificar el sistema y reducir el tiempo de computación, en este sistema sólo se considerarán cargas de base con dos estados. Otras implementaciones de las cargas de base utilizan un tercer estado intermedio

entre el *operacional* y el *fuera de servicio* que es el de *reducción de potencia* (*derated*) en el que la potencia generada adquiere un valor distinto del nominal.

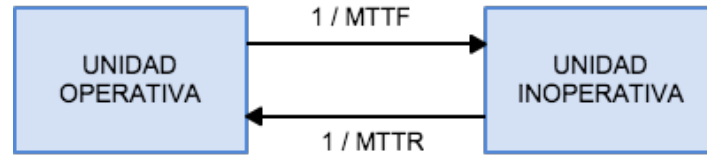


Figura 17. Relación probabilística entre los posibles estados de las centrales. Fuente: [25].

### Modelo de dos estados para unidades de carga base

En la anterior figura se muestra un modelo convencional de dos estados en el cual el tiempo de operación y el de reparación son distribuidos exponencialmente. MTTF se refiere al tiempo medio de operación hasta el fallo y MTTR al tiempo medio de inactividad hasta la reparación. Los valores muestrados de TTF (*time to failure*) y TTR (*time to repair*) pueden ser obtenidos dibujando variaciones aleatorias siguiendo las distribuciones exponenciales con los parámetros  $\lambda = 1 / \text{MTTF}$  y  $\mu = 1 / \text{MTTR}$ , respectivamente, por ejemplo,

$$TTF = -\text{MTTF} \ln U$$

y

$$TTR = -\text{MTTR} \ln U'$$

donde  $U$  y  $U'$  son dos secuencias de números aleatorios uniformemente distribuidos entre  $[0,1]$ .

Un ciclo operativo-inoperativo de una unidad de dos estados puede ser generado iniciando desde un estado inicial muestreando los valores de TTF y TTR, como muestra la siguiente figura.

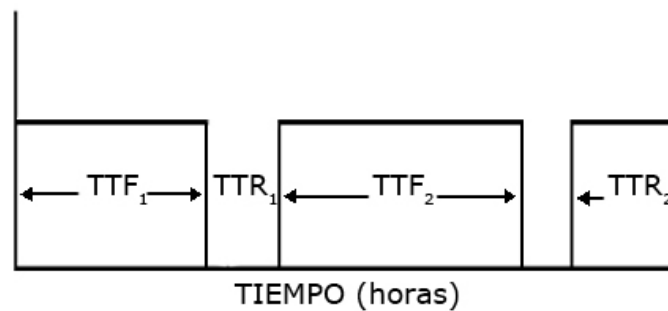


Figura 18. Relación entre los tiempos de funcionamiento y reparación. Fuente: [25].

### Reglas de detención

La simulación de Monte Carlo es un proceso fluctuante de convergencia. Según se realiza la simulación, los índices estimados se acercarán a sus valores "reales". La simulación debe ser terminada cuando los índices estimados de fiabilidad logran un grado específico de seguridad. El propósito de las reglas de detención es proveer un compromiso entre la precisión necesitada y el esfuerzo de computación.

El coeficiente de varianza es habitualmente el parámetro elegido como criterio de convergencia en el método de Monte Carlo. El coeficiente de varianza de un índice es definido como

$$\alpha = \sigma / E(X)$$

donde  $E(X)$  es la estimación esperada del índice y  $\sigma$  la desviación estandar obtenida de la ecuación anterior. El manual indica que ha sido demostrado por medio de prácticas sobre el mismo que el índice que tiene la velocidad de convergencia menor comparada con el resto es el LOEE. Por lo tanto es aconsejable cuando se calculan múltiples índices utilizar el LOEE como el criterio de convergencia. En el caso desarrollado el ha sido el elegido LOLE por agilizar el proceso de convergencia y reducir los esfuerzos computacionales.

Principalmente se utilizan dos criterios de detención generales que son aplicados en el estudio:

1. El proceso de simulación termina cuando el coeficiente de varianza es menor que el valor de tolerancia especificado inicialmente.
2. La simulación se detiene en un número dado de muestras y se comprueba si el coeficiente de varianza es aceptable. Si no lo es, el número de muestras puede ser incrementado.

## **5. Descripción del modelado del sistema ejemplo de estudio**

Para el estudio de la influencia de la penetración del vehículo eléctrico en la fiabilidad, ha sido necesaria la elaboración de un sistema compuesto fundamentalmente por unos modelos base de carga demandada y de generación. El modelo de generación ha sido realizado en base a los métodos y asunciones explicadas en los capítulos anteriores y su proceso será detallado en este capítulo. Por otra parte, el modelo de demanda o de carga, no ha sido tratado con anterioridad, por lo que será explicado en profundidad también durante este capítulo.

Todos los sistemas han sido creados, simulados y evaluados en el entorno de programación de MATLAB. Debido a ello, las explicaciones de este apartado estarán enfocadas a este lenguaje, pero con la intención de ser suficientemente generales para ser aplicadas a otros entornos.

Sobre ambos modelos se asientan todos los cálculos y conclusiones de este trabajo, pues son la base para evaluar la fiabilidad del sistema con la influencia del vehículo eléctrico. Por lo tanto, su rigurosidad y corrección ha sido prioritaria en la elaboración de esta tesis y todos los esfuerzos han sido puestos en este cometido.

Para tener seguridad en los sistemas realizados, el caso de estudio ha sido elaborado en torno a los valores del sistema RTS de prueba de fiabilidad del IEEE, obtenido del anexo del manual [25]. Este sistema base proporciona unos resultados de los índices de fiabilidad para evaluar la validez del modelo creado y sus datos son expuestos a continuación.

## 5.1. Descripción caso modelo utilizado IEE RTS

El sistema de prueba de fiabilidad del IEEE (*Reliability Test System, RTS*) fue desarrollado por el Subcomité de Aplicación de Métodos de Probabilidad en la Sociedad de Ingeniería de Potencia del IEEE para proveer un sistema de test común que pudiera ser usado para comparar los resultados obtenidos por los distintos métodos. El detalle de el RTS puede ser encontrado en la referencia 1 de [25]. Desde que el IEEE RTS fue creado, se han logrado nuevos progresos en la evaluación de la fiabilidad de los sistemas de potencia. A continuación se van a desglosar las características de este modelo.

### 5.1.1. Modelo de carga

Todos los datos del modelo de demanda están expuestos como porcentajes del pico de carga del sistema para el periodo temporal indicado. El pico de carga anual para el sistema de prueba son 2850 MW. El periodo anual seleccionado es asumido con una duración de 52 semanas. Los valores semanales muestran una primera componente estacional asignando porcentajes mayores a semanas con picos de demanda mayores. La Tabla, contenida en el anexo como el resto de datos de este apartado, muestra los datos en porcentajes del pico de carga anual para cada semana.

La Tabla 90**Error! Reference source not found.** muestra el ciclo de picos de carga diarios, en porcentaje del pico semanal. El mismo porcentaje semanal es asumido para todas las estaciones. De sus valores se aprecia que en el sistema la demanda será mayor durante los días de diario que los fines de semana para todo el periodo anual. El pico de demanda semanal ocurrirá cada martes.

El conjunto de las tablas 19 y 20 definen el modelo de pico de carga anual  $52 \times 7 = 364$  días. La Tabla 101**Error! Reference source not found.** ofrece los modelos de carga horarios para diario y fin de semana de cada estación. Combinando las tablas 19, 20 y 21 se obtiene el modelo de carga anual horario de  $364 \times 24 = 8736$  horas. Se establece como periodo de invierno de la semana 1 hasta la semana 8 y de la semana 44 a la semana 52; como periodo de verano de la semana 18 a la 30 y como periodos de primavera y otoño (que comparten ponderación horaria), de la semana 9 a la 17 y de la semana 31 a la 43, respectivamente. Cada periodo desplaza horariamente los picos de carga del sistema.

---

### **5.1.2. Sistema de Generación**

La Tabla 112 del anexo muestra los datos de características y fiabilidad de las unidades generadoras. En esta aparecen organizadas en función del tamaño de cada tipo de unidad y del número de unidades de cada tipo. Para cada tipo, la tabla ofrece distintos parámetros: los valores de la tasa de paro forzado, el mantenimiento programado y los muy relevantes valores del MTTF (valor medio del tiempo hasta el siguiente fallo) y MTTR (valor medio del tiempo de reparación) que serán fundamentales para el funcionamiento del sistema.

Los coeficientes porcentuales y de generación han sido introducidos en el programa de MATLAB con el código realizado que se puede encontrar en el anexo correspondiente. La explicación detallada del código realizado para el sistema así como el propio código pueden ser encontrados en el anexo.

## **5.2. Evaluación de la adecuación del sistema**

Entre las características que han decantado la selección del sistema de prueba utilizado IEE RTS 32 destaca la posibilidad de comparar la fiabilidad del sistema modelado con los datos disponibles de fiabilidad estándar proporcionados por el IEEE. Comparando la cercanía de estos valores estándar de fiabilidad con los obtenidos para los índices del sistema se puede verificar la validez del sistema. Con este fin, en este apartado se muestran los resultados del sistema modelado para la curva de carga, la curva de capacidad, la curva de margen disponible y diferentes índices de fiabilidad.

La capacidad de generación del sistema es mostrada en la siguiente figura para un año típico de simulación. Para la obtención de esta curva la potencia de funcionamiento de cada central en cada hora del año es sumada. Cada central añade a la curva su potencia nominal en los momentos en los que se encuentra en funcionamiento y cero cuando su estado es el de reparación.

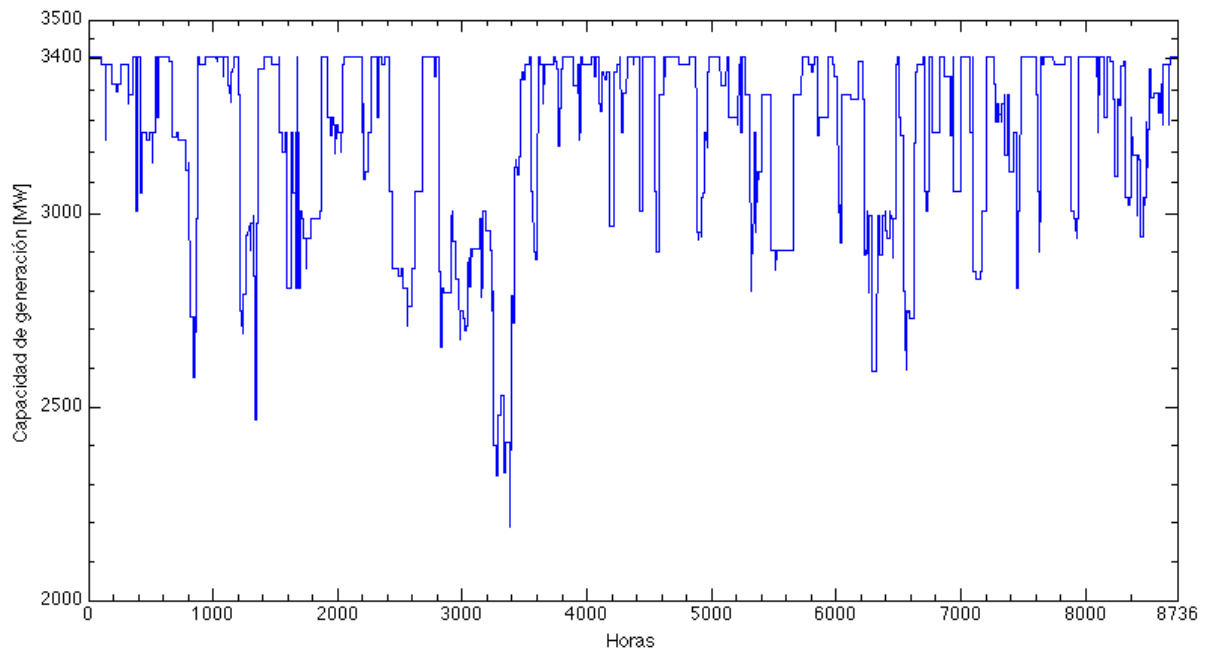


Figura 19. Curva de la capacidad de potencia del sistema para un día de simulación típico.

La siguiente figura corresponde a la representación del modelo de curva de demanda anual del sistema IEEE RTS.

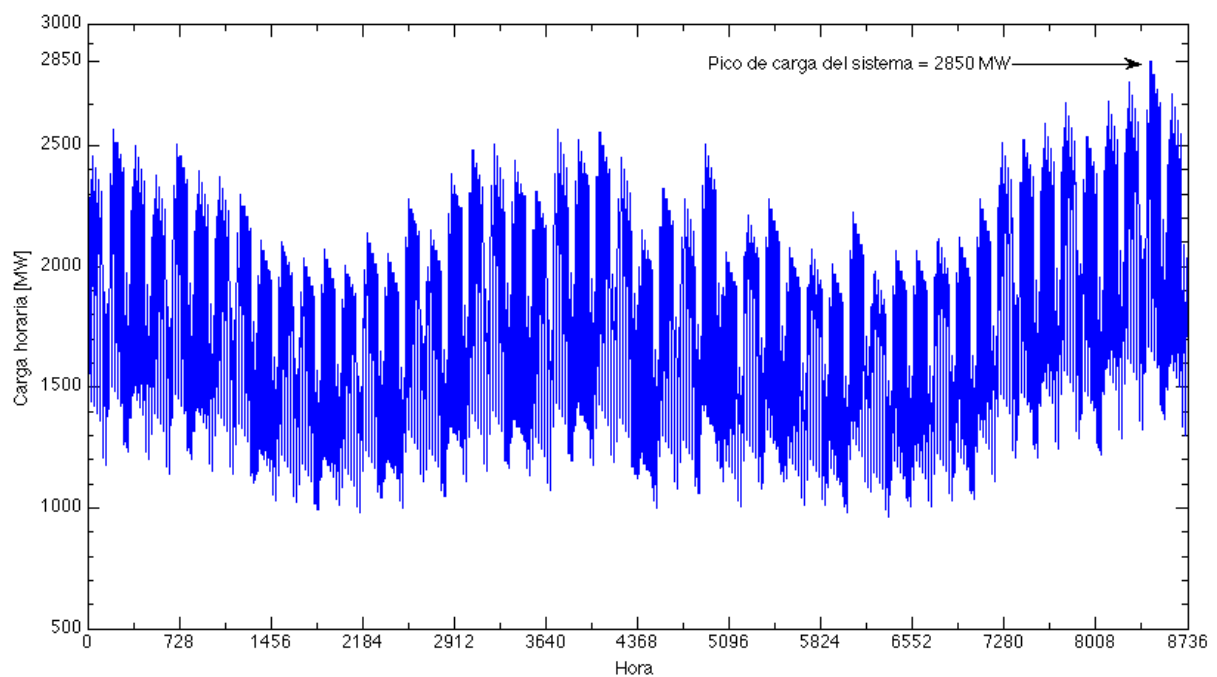
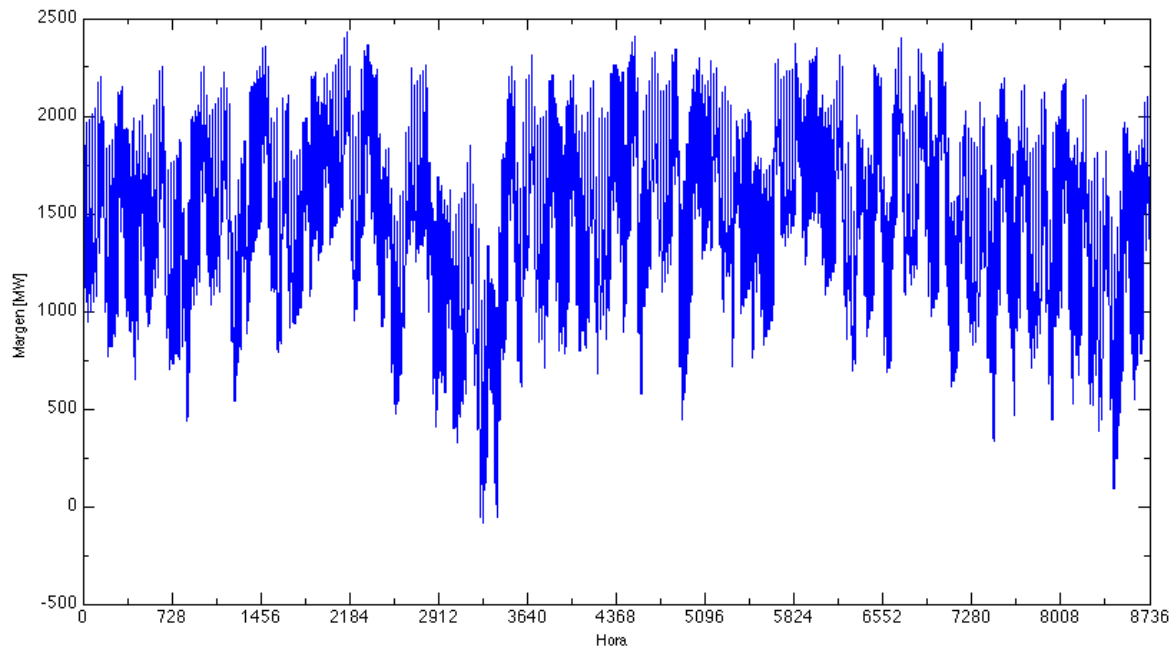


Figura 20. Curva de la demanda de potencia del sistema.



---

La diferencia entre la capacidad de generación y la demanda del sistema es modelada en la siguiente figura para un año típico de simulación. Cuando este margen es negativo y la demanda supera a la capacidad, el sistema estará en fallo.



**Figura 21. Margen de potencia del sistema en un año típico de simulación.**

En esta última representación de una simulación típica se muestra el índice de fiabilidad LOLE. Este índice, que ofrece una estimación de las horas de fallo del sistema ha sido utilizado como prueba de verificación de la validez del sistema modelado. Para el ejemplo simulado se muestra la convergencia del LOLE en el sistema con el valor analítico.

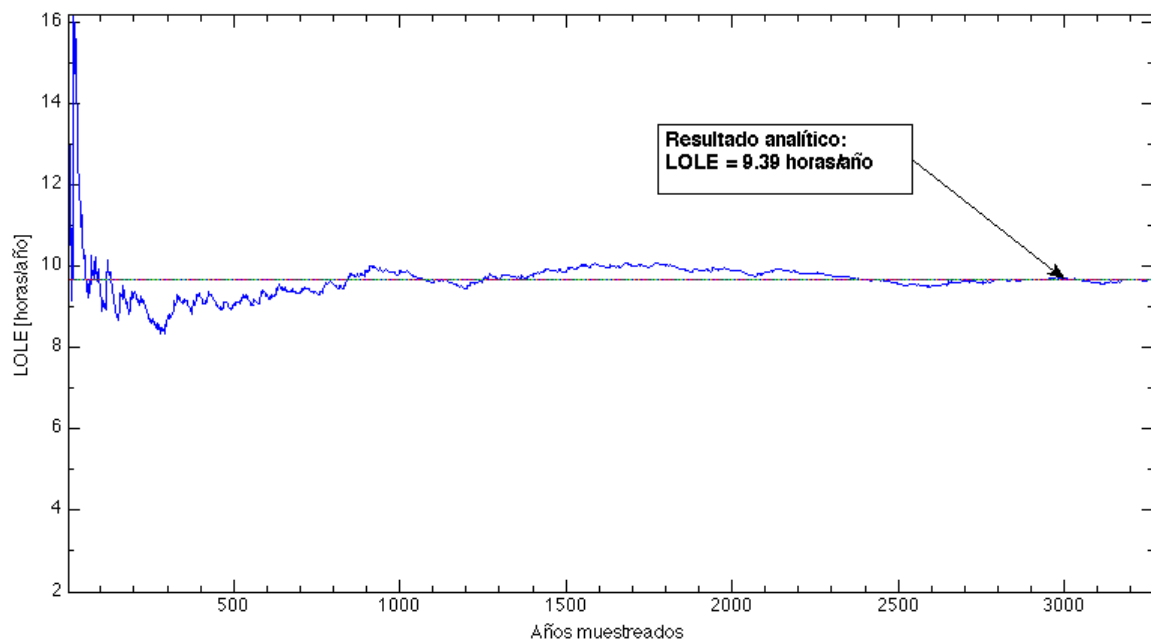


Figura 22. Gráfica de la convergencia del índice LOLE para una simulación típica.

El valor típico del LOLE para el sistema modelado coincide con gran exactitud con su valor analítico, lo que da validez al sistema realizado:

Valor analítico: LOLE = 9,39 horas/año

Valor del sistema: LOLE = 9,37 horas/año

Cabe destacar que aunque el valor de convergencia deseado se alcanza pasados los 3000 años de simulación para este ejemplo, que puede variar en cada simulación, las variaciones del valor del LOLE durante los anteriores 2400 años no alcanzan la hora

El índice LOEE del sistema que ofrece la estimación sobre la potencia no suministrada cada año, también coincide en el modelo creado con respecto al valor típico de este índice:

Valor analítico: LOEE = 1176 MWh/año

Valor del sistema: LOEE = 1173,8 MWh/año

Como se puede observar en la siguiente figura, los casos prácticos demuestran que el índice LOEE es el que más años de simulación requiere para alcanzar la convergencia.

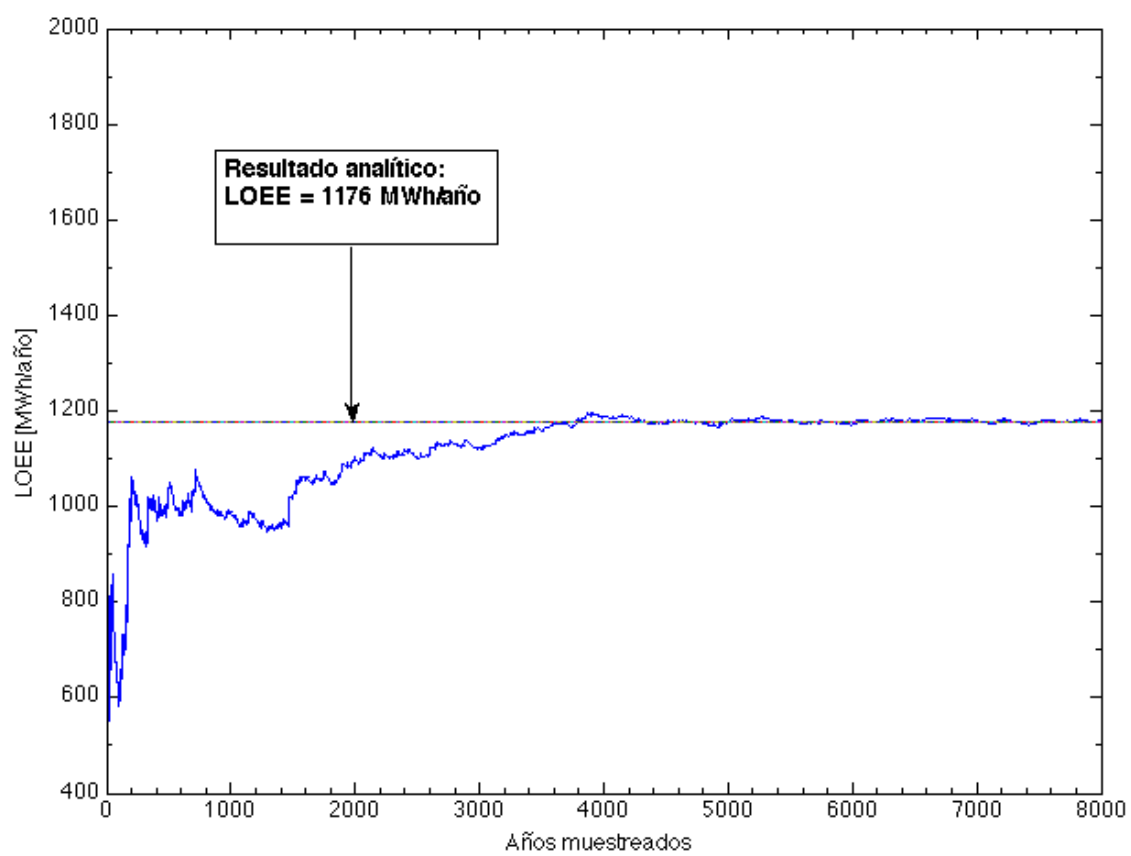


Figura 23. Gráfica de la convergencia del índice LOEE para una simulación típica.







## 6. Flota y escenarios de penetración del vehículo eléctrico en España

El proyecto europeo MERGE (Mobile Energy Resources in Grids of Electricity), presentó en 2011 un estudio [27] en el que analizaba la penetración de cada tipo de vehículo eléctrico para varios países europeos, entre los que se encontraba España. El proyecto planteaba tres posibles escenarios de penetración para cada país: baja integración, integración moderada e integración agresiva. Las estimaciones fueron presentadas para los años 2020 y 2030. El trabajo de estimación de este proyecto MERGE ha sido tomado como referencia para la futura penetración del vehículo eléctrico en España para la legislación en órganos estatales y también se ha escogido para la realización de este documento.

Los tipos de EV considerados son:

Tabla 2. Definiciones de las clases de vehículos. Fuente: Proyecto MERGE.

| Clase de vehículo | Descripción   | Ejemplo   |
|-------------------|---|---|
| L7e               | Cuadriciclos: cuatro ruedas, con un peso máximo de 500kg (sin incluir el peso de las baterías) y una potencia máxima de 15kW. |  |
| M1                | Vehículo de pasajeros de hasta 9 asientos.  |  |

|    |  |   |
|----|--|---|
| N1 | Vehículos de transporte de mercancías, cuatro ruedas, peso máximo de 3.500kg.                      |  |
| N2 | Vehículos de transporte de mercancías, cuatro ruedas, con un peso máximo entre 3.500kg y 12.000kg. |  |

Para cada tipo de EV, la siguiente tabla expone las generalizaciones y asunciones utilizadas de los parámetros técnicos más relevantes para el estudio.

Tabla 3. Características asumidas para cada clase de vehículo.

| Clase de EV | Capacidad (kWh) | Tasa de carga (kWh/h) | Porcentaje de la flota de EV |
|-------------|-----------------|-----------------------|------------------------------|
| L7e         | 8,7             | 3                     | 1                            |
| M1          | 29              | 3                     | 88                           |
| N1          | 23              | 3                     | 10                           |
| N2          | 85              | 10                    | 1                            |

Los diferentes escenarios de integración ofrecidos por MERGE, que han escogidos para los cálculos posteriores en esta tesis son enumerados a continuación. El escenario 1 es el de más factible realización en el futuro. El escenario 2 propone estimaciones más agresivas y es más útil para hacer cálculos sobre los efectos de la integración masiva del EV. El escenario 3 es muy agresivo y es muy poco probable que el número de EV propuestos sea excedido. Durante el resto del capítulo van a ser detallados y justificados.

Los escenarios están justificados en base a asunciones y escenarios de otros factores externos que pueden tener gran influencia en la extensión del vehículo eléctrico como método de transporte como pueden ser: previsiones para el precio de los combustibles fósiles, inversión en desarrollo del vehículo eléctrico y sus precios o legislación sobre las emisiones provenientes de los MCI.

Para cada escenario, MERGE también propone una estimación de las ventas separando por cada tecnología. Para el escenario 1 las ventas totales de EV en 2030 alcanzan el 15% del total de ventas de coches, pero la gran mayoría de EV se espera que sean PHEV.

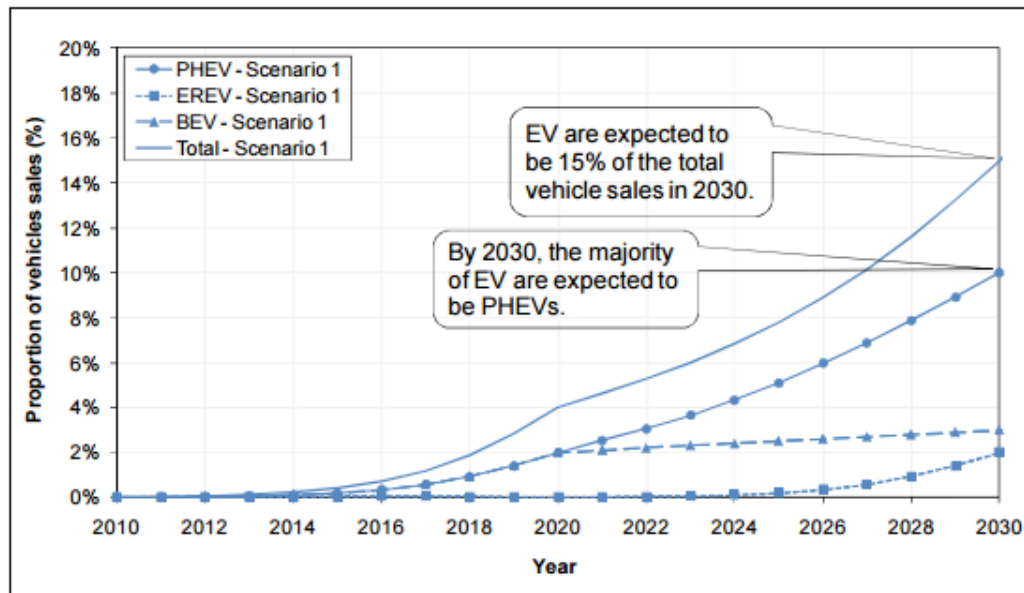


Figura 24. Reparto de ventas del vehículo eléctrico por cada tecnología para el escenario 1. Fuente: Proyecto MERGE.

Para el escenario 2 las ventas totales de EV suponen un 27% del total de vehículos vendidos en 2030. Las ventas de PHEV seguirían siendo el doble de las ventas de BEV.

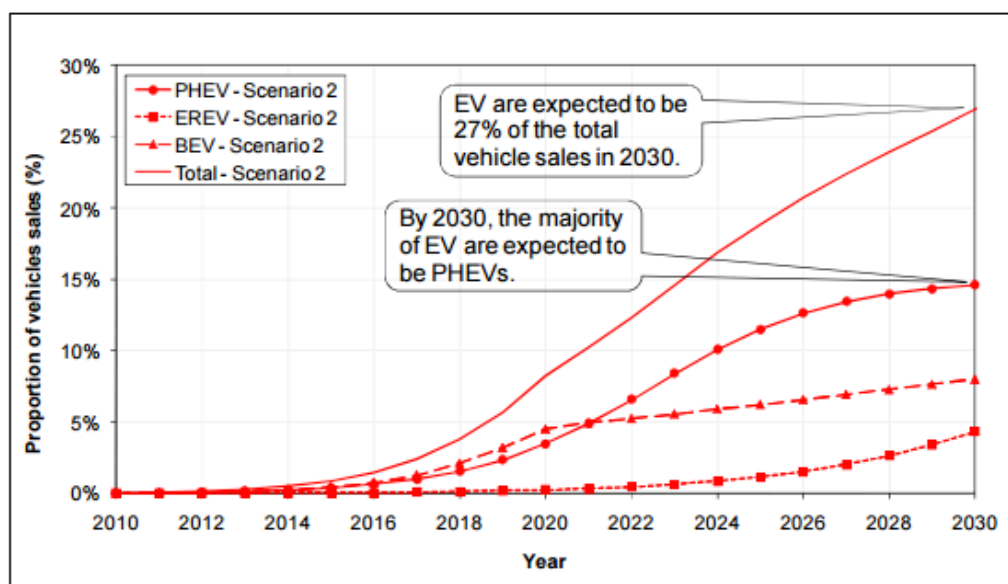


Figura 25. Reparto de ventas del vehículo eléctrico por cada tecnología para el escenario 2. Fuente: Proyecto MERGE.

En el escenario 3, las ventas de EV supondrían un 50% de las ventas de vehículos en 2030 y las ventas de BEV superarían a las ventas de PHEV.

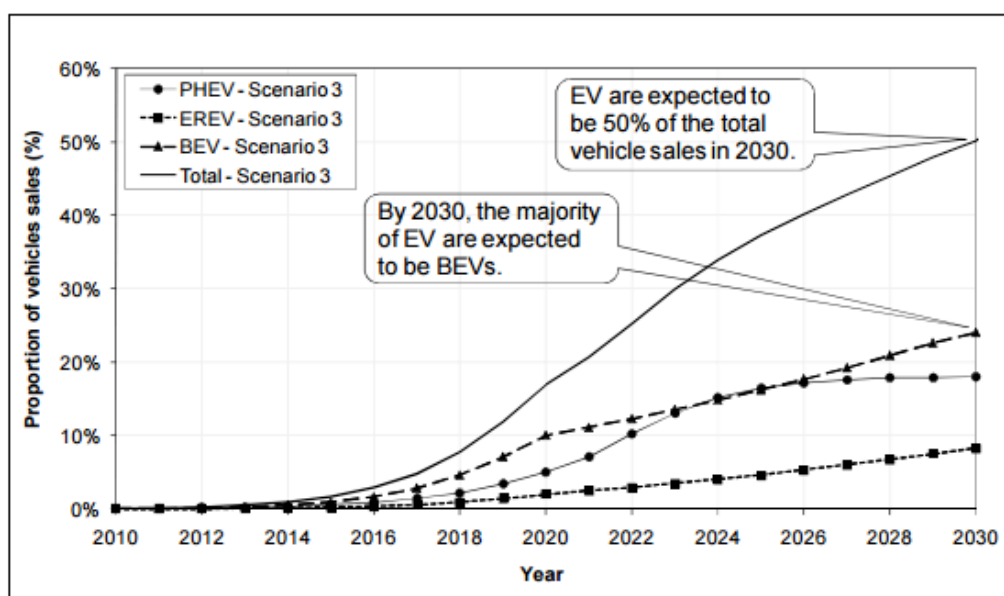


Figura 26. Reparto de ventas de vehículo eléctrico por cada tecnología para el escenario 3. Fuente: Proyecto MERGE.



---

Con estas estimaciones de ventas recogidas en el proyecto MERGE se exponen los diferentes escenarios sugeridos para el parque de EV español.

En el escenario 1:

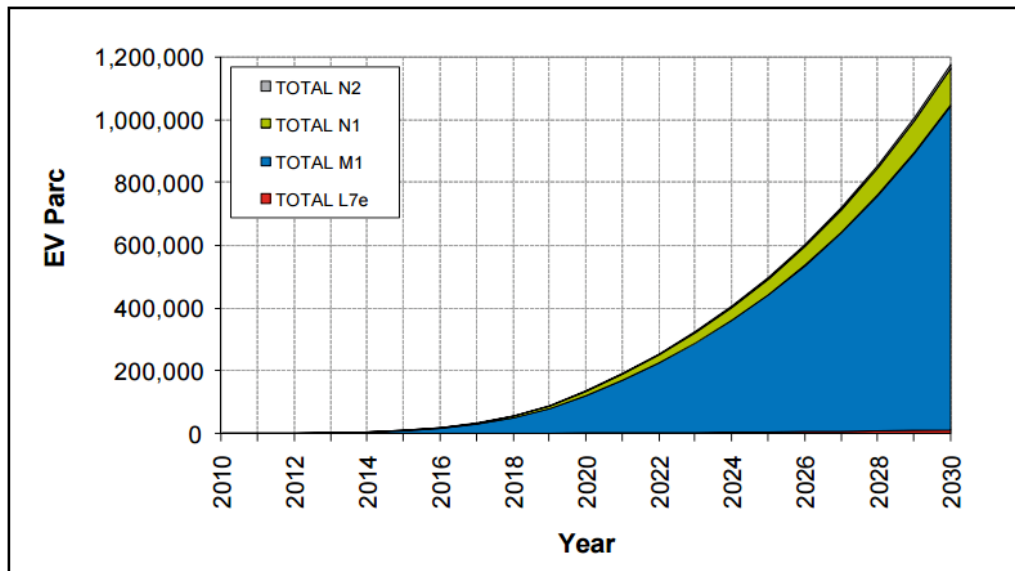


Figura 27. Escenario 1: Número de vehículos en el parque de EV español por año. Fuente: Proyecto MERGE.

Como consecuencia de la cantidad de ventas del EV expuesta anteriormente para este escenario 1, la previsión de flota de vehículos eléctricos para 2030 se sitúa cerca de 1.200.000 unidades en España. Estas unidades siguen las proporciones fijadas entre cada clase y serán en su gran mayoría vehículos M1, como es reflejado en la figura.

En la siguiente tabla se muestra la dispersión del vehículo eléctrico dependiendo de cada tecnología. Se aprecia que el tipo PHEV se acaba imponiendo al BEV por las características asumidas para el escenario 1.

Tabla 4. Escenario 1: Sumario de los vehículos en el parque de EV español, divididos por clase de vehículo y tecnología para intervalos de 10 años. Fuente: Proyecto MERGE.

| Vehicle class | Vehicle technology | 2010               |      | 2020               |      | 2030               |      |
|---------------|--------------------|--------------------|------|--------------------|------|--------------------|------|
|               |                    | Number of vehicles | %    | Number of vehicles | %    | Number of vehicles | %    |
| L7e           | BEV                | 89                 | 100% | 2,035              | 100% | 11,762             | 100% |
| M1            | BEV                | 89                 | 100% | 59,756             | 50%  | 207,018            | 20%  |
|               | PHEV               | 0                  | 0%   | 59,756             | 50%  | 690,060            | 67%  |
|               | EREV               | 0                  | 0%   | 4                  | 0%   | 138,012            | 13%  |
| N1            | BEV                | 18                 | 100% | 6,829              | 50%  | 23,525             | 20%  |
|               | PHEV               | 0                  | 0%   | 6,829              | 50%  | 78,416             | 67%  |
|               | EREV               | 0                  | 0%   | 0                  | 0%   | 15,683             | 13%  |
| N2            | BEV                | 2                  | 100% | 2,656              | 100% | 23,002             | 100% |
| TOTAL         |                    | 197                |      | 137,864            |      | 1,187,477          |      |

En el escenario 2:

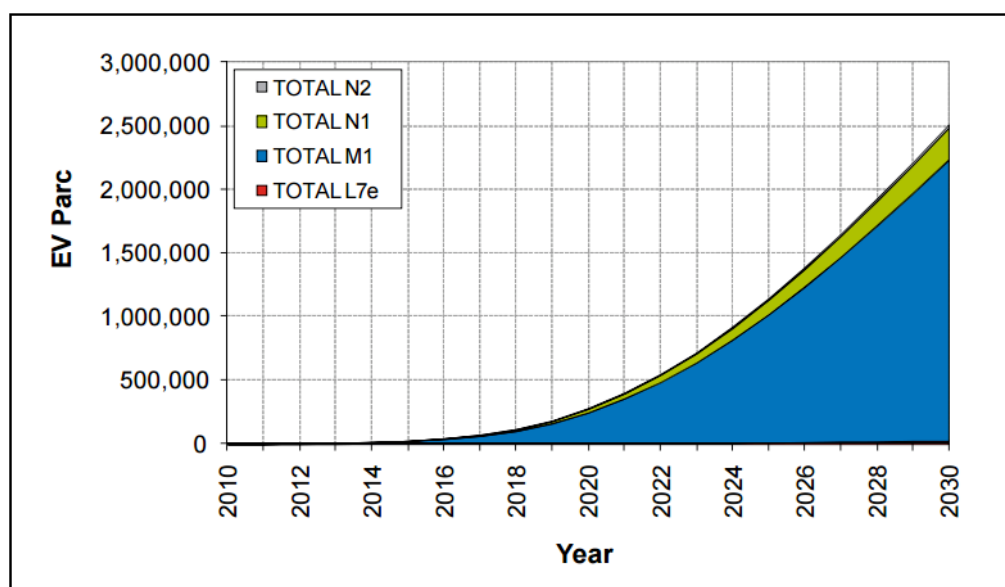


Figura 28. Escenario 2: Número de vehículos en el parque de EV español por año. Fuente: Proyecto MERGE.

Las ventas para este escenario 2 aumentan el número de vehículos eléctricos para 2030 hasta las 2.500.000 unidades. La proporción de cada clase es constante y el tipo M1 mantiene su mayoría.

En la Tabla para la dispersión del vehículo eléctrico según su tecnología para el escenario 2 mantiene la mayoría de la tecnología PHEV (54%) en 2030, pero reduce su diferencia con los BEV (30%).

Tabla 5. Escenario 1: Sumario de los vehículos en el parque de EV español, divididos por clase de vehículo y tecnología para intervalos de 10 años. Fuente: Proyecto MERGE.

| Vehicle class | Vehicle technology | 2010               |      | 2020               |      | 2030               |      |
|---------------|--------------------|--------------------|------|--------------------|------|--------------------|------|
|               |                    | Number of vehicles | %    | Number of vehicles | %    | Number of vehicles | %    |
| L7e           | BEV                | 200                | 100% | 4,159              | 100% | 25,109             | 100% |
| M1            | BEV                | 200                | 100% | 133,670            | 55%  | 656,359            | 30%  |
|               | PHEV               | 0                  | 0%   | 103,138            | 42%  | 1,197,940          | 54%  |
|               | EREV               | 0                  | 0%   | 7,467              | 3%   | 355,330            | 16%  |
| N1            | BEV                | 40                 | 100% | 15,275             | 55%  | 74,586             | 30%  |
|               | PHEV               | 0                  | 0%   | 11,786             | 42%  | 136,130            | 54%  |
|               | EREV               | 0                  | 0%   | 853                | 3%   | 40,378             | 16%  |
| N2            | BEV                | 4                  | 100% | 5,428              | 100% | 49,103             | 100% |
| TOTAL         |                    | 443                |      | 281,777            |      | 2,534,935          |      |

En el escenario 3:

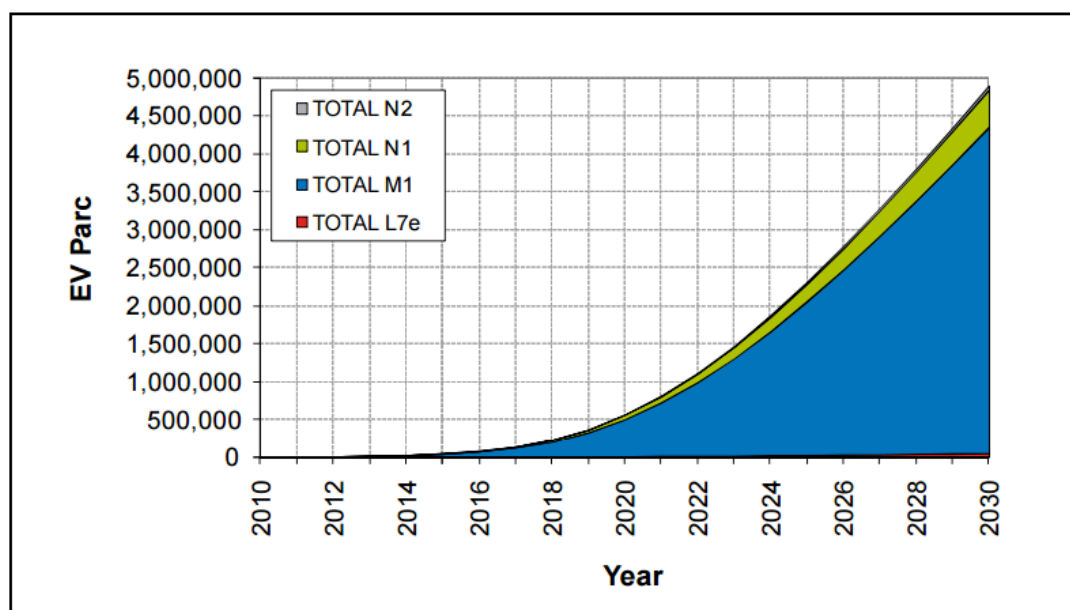


Figura 29. Escenario 3: Número de vehículos en el parque de EV español por año. Fuente: Proyecto MERGE.

En este escenario una mayor agresividad en las ventas lleva el número de vehículos eléctricos previstos para 2030 hasta cerca de 5.000.000 unidades.

En esta ocasión la Tabla muestra mayor optimismo respecto a la tecnología BEV (48%) que superaría en 2030 a la tecnología PHEV (36%).

Tabla 6. Escenario 1: Sumario de los vehículos en el parque de EV español, divididos por clase de vehículo y tecnología para intervalos de 10 años. Fuente: Proyecto MERGE.

| Vehicle class | Vehicle technology | 2010               |      | 2020               |      | 2030               |      |
|---------------|--------------------|--------------------|------|--------------------|------|--------------------|------|
|               |                    | Number of vehicles | %    | Number of vehicles | %    | Number of vehicles | %    |
| L7e           | BEV                | 443                | 100% | 8,490              | 100% | 48,957             | 100% |
| M1            | BEV                | 443                | 100% | 293,468            | 59%  | 2,059,415          | 48%  |
|               | PHEV               | 0                  | 0%   | 146,472            | 29%  | 1,540,031          | 36%  |
|               | EREV               | 0                  | 0%   | 58,694             | 12%  | 708,795            | 16%  |
| N1            | BEV                | 89                 | 100% | 33,535             | 59%  | 234,024            | 48%  |
|               | PHEV               | 0                  | 0%   | 16,738             | 29%  | 175,003            | 36%  |
|               | EREV               | 0                  | 0%   | 6,707              | 12%  | 80,545             | 16%  |
| N2            | BEV                | 10                 | 100% | 11,081             | 100% | 95,739             | 100% |
| TOTAL         |                    | 985                |      | 575,184            |      | 4,942,510          |      |

Los datos de población total de EV para cada escenario se muestran en la siguiente tabla. El valor entre paréntesis corresponde al porcentaje del vehículo eléctrico respecto a la flota total de vehículos de España.

Tabla 7. Parque de EV en España estimado para cada escenario en 2030.

| Escenarios | Parque de EV en España |
|------------|------------------------|
| 1          | 1.187.477<br>(3,60%)   |
| 2          | 2.534.935<br>(7,69%)   |
| 3          | 4.942.510<br>(15,00%)  |

Dado que el sistema llevado a estudio es menor que el sistema eléctrico peninsular, es necesario proporcionar la cantidad de vehículos eléctricos que entrarán por cada escenario. La relación se ha obtenido comparando los picos de demanda del sistema eléctrico español y del IEEE RTS. Con esta comparación se ha llegado a la conclusión de que el sistema eléctrico peninsular es 14 veces mayor que el del caso llevado a estudio. Por ello, la penetración de EV considerada por cada escenario será proporcionalmente 14 veces menor durante los siguientes apartados.

---

Tabla 82. Parque de EV estimado para cada escenario en 2030 para el caso de estudio.

| Escenarios | Parque de EV |
|------------|--------------|
| 1          | 84.820       |
| 2          | 181.070      |
| 3          | 353.014      |



## **7. Comportamiento de los usuarios. Estrategias de carga y modelado del EV**

El remplazo gradual de los vehículos de combustión interna por vehículos eléctricos requiere estudios acerca del impacto que el vehículo eléctrico puede producir en la seguridad de suministro. Para analizar el posible impacto que los vehículos eléctricos pueden suponer en el sistema, estos disponen de dos particularidades principales sobre las que se debe basar el estudio: los patrones de movilidad de los usuarios y las estrategias de carga. Una carga eléctrica de tan grandes dimensiones como puede suponer el parque de vehículos eléctricos en el sistema nacional definitivamente influirá en el funcionamiento del sistema, por lo que estudios previos como el que busca realizar este trabajo son necesarios para evaluar la robustez de la red eléctrica.

Dada la falta de datos estadísticos a gran escala sobre el uso del vehículo eléctrico y sus perfiles de movilidad correspondientes a diferentes periodos, para realizar el estudio, se han tomado como válidos los perfiles de movilidad típicos de usuarios de vehículos convencionales. En particular, para el caso de estudio de esta tesis que intenta reflejar el impacto a escala peninsular, se han utilizado los perfiles de movilidad recolectados en la tesis "Impacto dos perfis de mobilidade elétrica na adequação da reserva operacional" de Diogo Manuel Santos Silva [12] para los usuarios portugueses. Para ese estudio se realizaron encuestas a 213.727 usuarios sobre sus hábitos de movilidad con sus vehículos.

En cuanto a las estrategias de carga de los usuarios, el objetivo se centra en estimar el impacto de desplazar la carga de los vehículos hacia ciertos periodos de menor demanda. Se pueden diferenciar dos tipos principales: las estrategias de carga controladas y las estrategias no controladas.

Dentro de las estrategias de carga no controladas se han considerado dos tipos principales para determinar el impacto en la red: la estrategia de carga directa, en la

que los usuarios conectan su vehículo a la red eléctrica nada más finalizar su trayecto y la estrategia de carga en horas valle, en la que los vehículos comienzan a cargar a partir de una determinada hora. Estas estrategias son asumidas como comportamiento de los usuarios en los que no se utilizaría tecnología reguladora de la carga entre los usuarios y la red.

En la estrategia de carga controlada, se programa la carga dentro del periodo de horas valle y los vehículos modifican y regulan su tasa de carga para adaptarse a las condiciones del sistema eléctrico. Dentro de las estrategias de carga de horas valle, existe otro tipo de estrategia llamado V2G (*vehicle-to-grid*) en la que la batería del vehículo conectado a la red aporta energía a ésta si es requerido. Esta estrategia aumentaría la fiabilidad del sistema y puede suponer una opción muy interesante para el futuro, pero dadas las limitaciones tecnológicas existentes en los ciclos de vida de las baterías no ha sido implementado en este estudio.

En el siguiente diagrama se muestra esquemáticamente la relación de las estrategias de carga para los vehículos eléctricos.

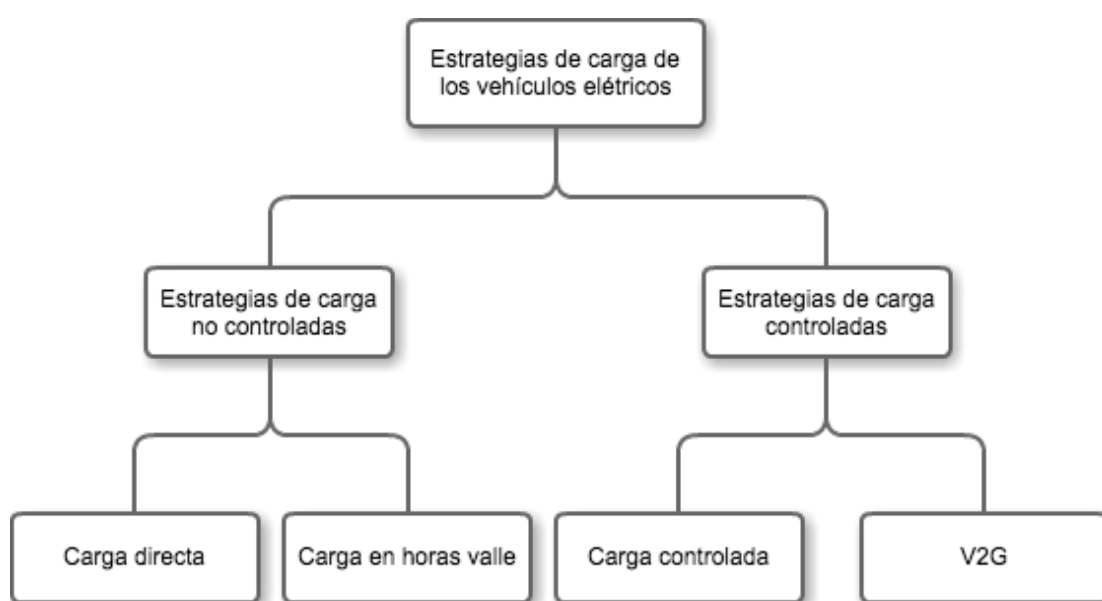


Figura 30. Clasificación de las estrategias de carga de los EV.

Combinando la información recabada para los perfiles de movilidad con las diferentes estrategias de carga se pueden construir los perfiles de consumo de los vehículos



eléctricos.

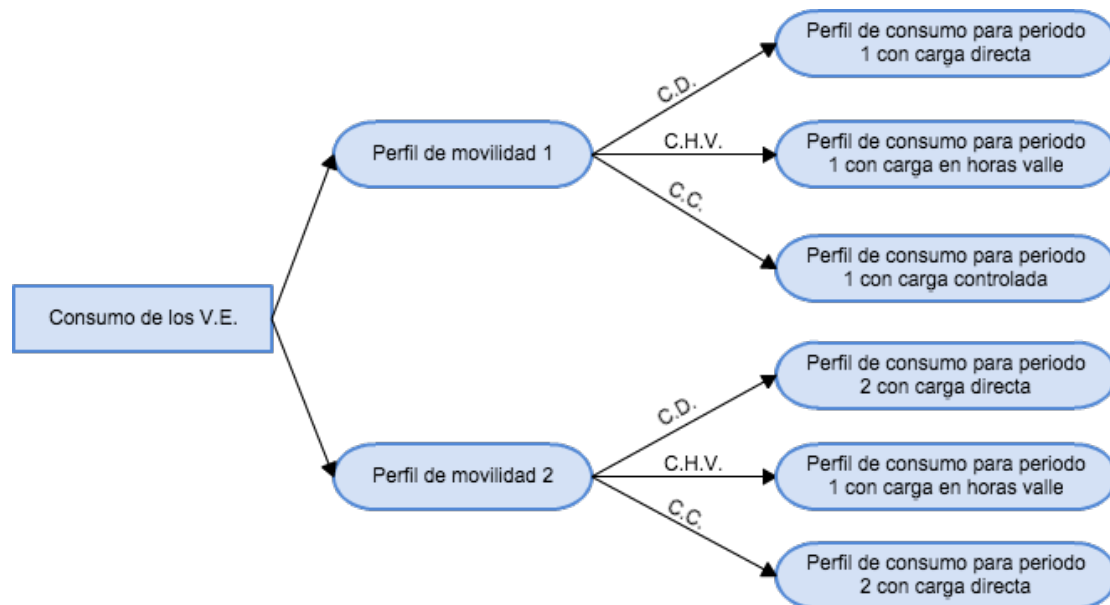


Figura 31. Esquema de la construcción de los perfiles de consumo. Fuente: [Silva].

En las siguientes secciones de este capítulo se va a describir en profundidad en primer lugar los diferentes perfiles de movilidad considerados, en segundo lugar las estrategias de carga y su realización y por último, la inclusión de ambos en el método de simulación de Monte Carlo y sus consumos.

## 7.1. Perfiles de movilidad

De las muchas características que se pueden extraer de la movilidad, los perfiles recogidos en la tesis de Silva [12] se centran en conocer para cada hora cuántos vehículos ligeros paran y dónde, dado que estos solamente cargan cuando están parados y conectados a la red.

En aquel trabajo se desarrollan hasta doce perfiles de movilidad diferentes. Los de más relevancia para este estudio son sus perfiles número 1 y número 2, y son los que han sido recogidos para esta tesis. Estos perfiles 1 y 2 asumen la existencia de puntos de carga repartidos por el país, así como los propios de los usuarios en sus domicilios según las previsiones del proyecto MERGE [27] y planes estatales como el MOVELE [3]. Los vehículos solamente serán considerados como llegadas y por tanto, procederán a la carga cuando estacionen durante periodos de tiempo suficientemente

amplios. Todos ellos consideraron para su realización los vehículos ligeros de 4 ruedas.

### **7.1.1. Perfil 1**

El perfil de movilidad 1 intenta representar la movilidad de los vehículos durante los días de diario. En la realización del estudio de movilidad para este primer perfil, se observó que la mayoría de los viajes hechos por los usuarios correspondían a viajes de "trabajo", "escuela" u "ocio".

Siguiendo los planteamientos expuestos en la introducción de este apartado, para la construcción del perfil 1 dentro de todas las llegadas registradas en los datos recolectados se utilizarán las paradas que tengan una duración significativa durante la cual el usuario tuviera la posibilidad de recargar la batería de su vehículo. Por este motivo se excluyeron de las paradas las realizadas en escuelas, mientras los padres esperan la salida de sus hijos. Por tanto, este perfil representa la carga del vehículo eléctrico tanto en puntos de carga públicos, como en los propios puntos de carga de los que los usuarios pudieran disponer en sus casas.

Los datos y las asunciones presupuestas permitieron la realización del siguiente histograma que muestra los porcentajes de llegadas a cada hora del día para los días de diario.

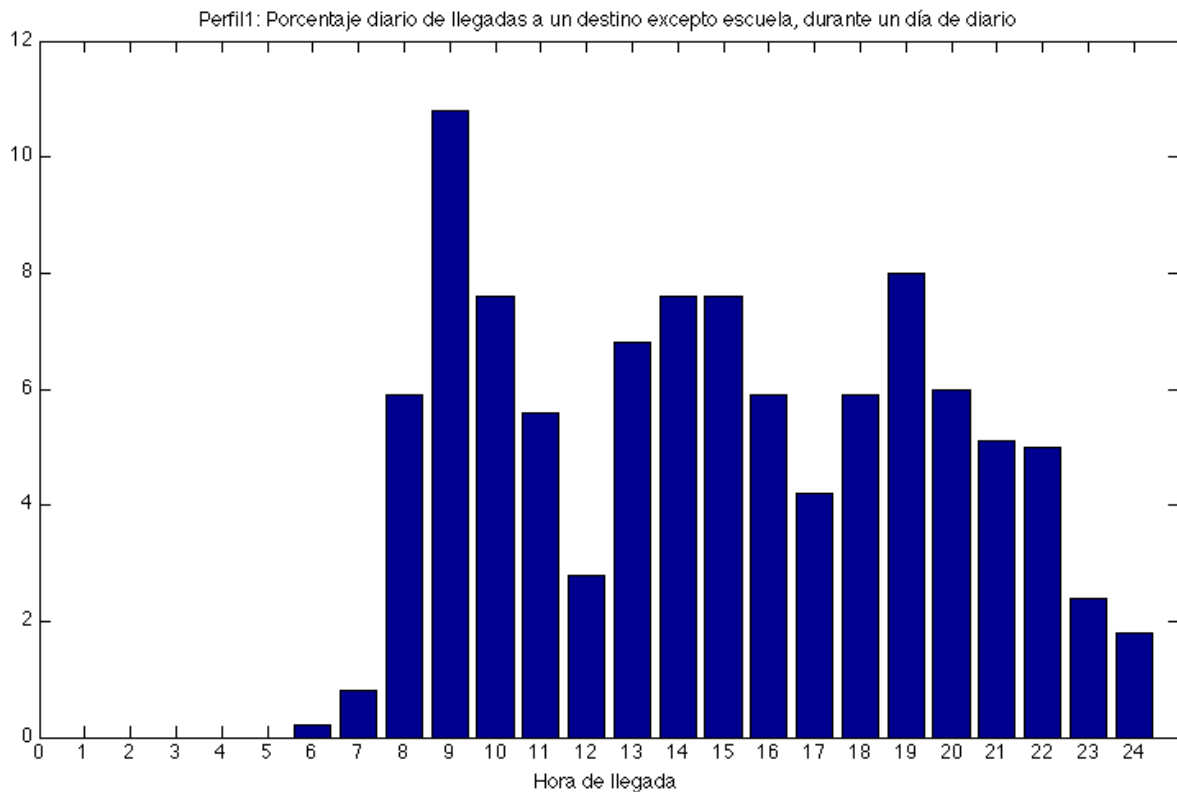


Figura 32. Histograma del perfil de movilidad 1.

### 7.1.2. Perfil 2

El perfil 2 intenta representar la movilidad de los usuarios de vehículos durante los periodos de fin de semana, es decir, sábados y domingos. Este perfil fue desarrollado porque como las suposiciones iniciales de su autor afirmaban, en los datos recogidos se observaban patrones de movilidad distintos a los propios de los días de diario. Separando estos dos periodos se puede lograr una representación mucho más fiel de la realidad.

La siguiente figura muestra el histograma que representa las llegadas porcentuales del perfil 2. Como en el perfil 1, se trata de llegadas a un destino distinto de la escuela, pero para los días de fin de semana.

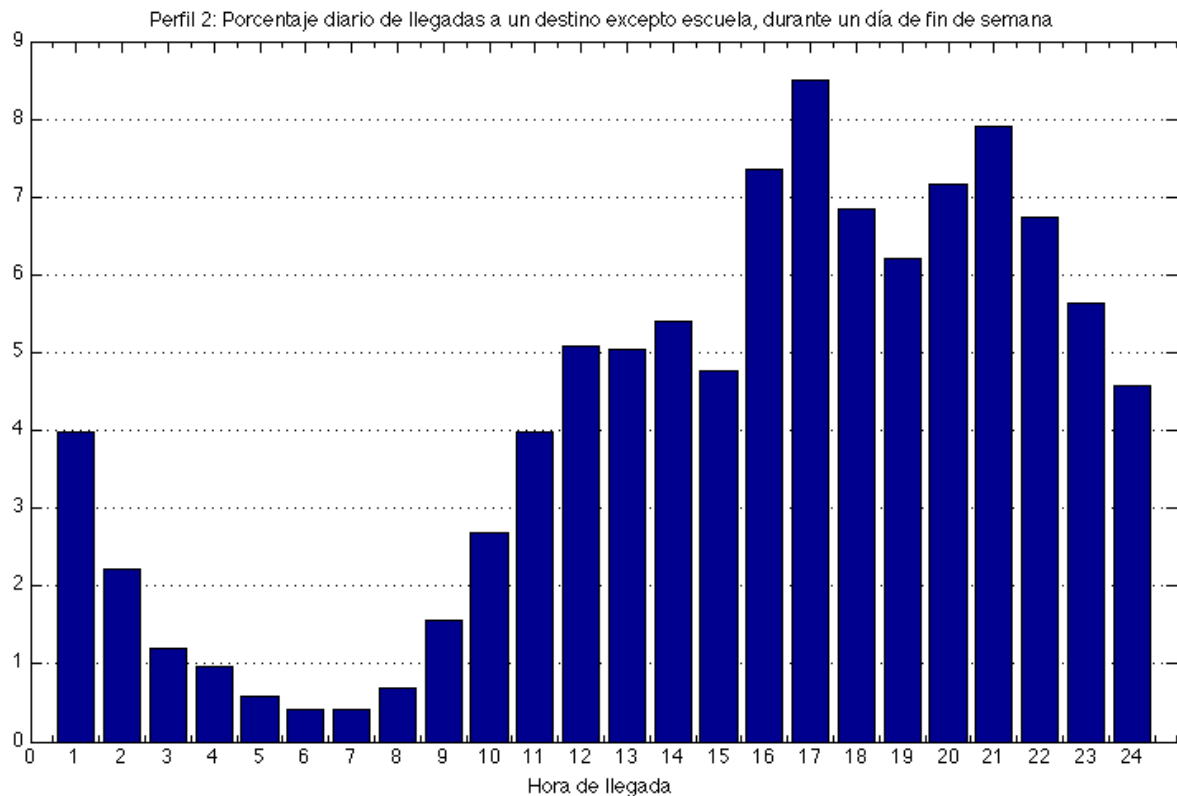


Figura 33. Histograma del perfil de movilidad 2.

## 7.2. Estrategias de carga

Definidos los perfiles de movilidad que usarían los vehículos eléctricos para el caso de este estudio, el siguiente paso para modelar el perfil de consumo de los EV es el modelado de las estrategias de carga de las baterías.

Las estrategias de carga permiten modificar la forma del perfil de consumo, desplazando las horas de carga hasta los momentos deseados para evitar picos de demanda mayores. Todas ellas consideran periodos de carga largos, superiores a una hora y en la mayoría hasta que las baterías hayan completado su capacidad.

Las tasas de carga utilizadas para el modelado están descritas en el capítulo anterior y varían para cada tipo de EV. Son las siguientes:

- Para los vehículos clase L7e, 3 kWh/hora con una capacidad media de 8,7 kWh.
- Para los vehículos clase M1, 3 kWh/hora con una capacidad media de 29 kWh.

- 
- Para los vehículos clase N1, 3 kWh/hora con una capacidad media de 23 kWh.
  - Para los vehículos clase N2, 10 kWh/hora con una capacidad media de 85 kWh.

La duración o tiempo de carga se calcula dividiendo la capacidad en kWh de cada clase de vehículo entre su tasa de carga:

$$\text{Tiempo de carga} = \frac{\text{Capacidad [kWh]}}{\text{Tasa de carga [kWh/hora]}}$$

Las diferentes estrategias de carga consideradas en este trabajo fueron enumeradas al inicio de este capítulo y serán descritas a continuación. Estas son, dentro de las estrategias de carga no controlada: la carga directa y la carga en horas valle; y por otra parte, las estrategias de carga controlada.

Una de las características más interesantes de las curvas de carga de los vehículos eléctricos es el hecho de que el pico de consumo en la mayoría de los casos no coincide con las horas de mayores llegadas. Esto es debido a que la característica cronológica de la carga de los vehículos eléctricos, en las que los periodos son largos y los vehículos que cargan simultáneamente se van acumulando durante varias horas. Este y otros efectos del consumo de los EV serán tratados una vez descritas las estrategias de carga.

## Sorteo de llegadas

Para todas las estrategias de carga, tomando como referencia los perfiles de movilidad 1 y 2, se sortea el número de vehículos eléctricos que a cada hora realizan una parada con el mismo método. Dado que los métodos de carga, son independientes de la hora a la que el usuario llega a su destino y se diferenciarán después en el procedimiento que el usuario siga para conectar el vehículo a la red.

Para ello, con un método muy similar al modelado de demanda, para cada año, dentro del bucle principal de generación una vez calculada toda la capacidad de potencia que ofrecerán las centrales en el año de simulación, se procede al sorteo del número de llegadas que ocurrirá a cada hora de ese mismo año.

Se crea un bucle principal de tipo *for* con un contador *week* para las 52 semanas del año y dentro otros dos bucles *for* en serie con un contador para los días de diario el primero (de 1 a 5) y de fin de semana el segundo (de 6 a 7). Una vez dentro de estos bucles para cada día se procede al sorteo de las llegadas para cada una de las 24 horas. Este sorteo sigue una distribución aleatoria de Poisson (función *random('Poisson')*),

dado que es la que más se ajusta a las variaciones reales. Para la mayor precisión del sorteo, no se han utilizado las llegadas medias porcentuales de cada perfil directamente, sino que se ha utilizado un nuevo vector creado por la multiplicación de el número medio porcentual de llegadas por el número total de vehículos del escenario seleccionado. La razón es que se ha comprobado empíricamente que las distribuciones de Poisson funcionan con mayor exactitud cuando la media del sorteo es un número mayor.

El código propio para el sorteo de las llegadas podrá ser encontrado en el Anexo dentro de cada estrategia de carga.

### **7.2.1. Estrategia de carga directa**

La estrategia de carga directa es la estrategia de carga natural: en el momento en el que se produce la parada el usuario conecta el vehículo a la red y procede con la carga. Es una estrategia no controlada en la que el usuario no tiene en cuenta ningún factor externo al nivel de batería de su vehículo. Puede ser de utilización obligada en las ocasiones en las que el nivel de batería sea bajo y los usuarios se vean obligados a conectar su vehículo aunque sólo fuera para realizar una recarga parcial.

El efecto directo de esta estrategia es que si las llegadas se producen a la misma hora que a las horas punta del sistema de demanda eléctrica, la punta de carga total del sistema aumentará. Un ejemplo de curva de carga para un día típico es representado en la siguiente figura.

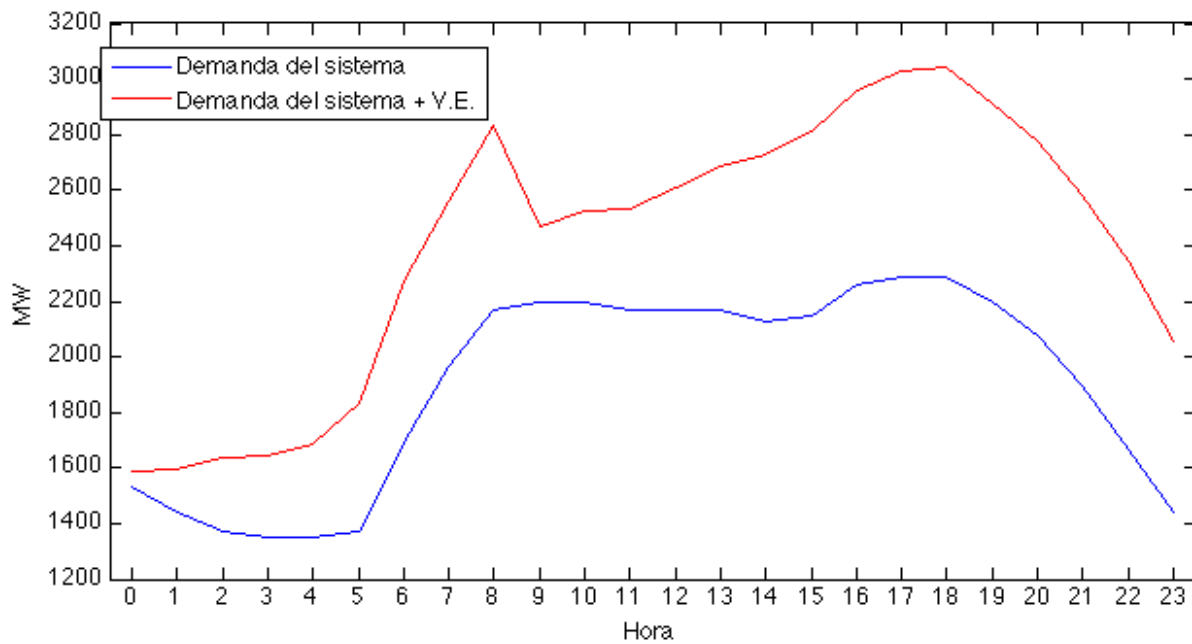


Figura 34. Representación del aumento de la carga total del sistema por la carga añadida por los EV para un día típico con el escenario 3.

La estrategia de carga directa sigue la estructura de la siguiente tabla.

Tabla 9. Tabla que ilustra el funcionamiento de la estrategia de carga directa durante un día típico.

| Hora | Nº de EV que paran | Nº de EV que cargan |      |       |       |      |      |   |      | Total de EV cargando | Consumo [MW] |
|------|--------------------|---------------------|------|-------|-------|------|------|---|------|----------------------|--------------|
| 16   | 7315               | 7315                |      |       |       |      |      |   |      | 7315                 | 21,945       |
| 17   | 3135               | 7315                | 3135 |       |       |      |      |   |      | 10450                | 31,35        |
| 18   | 10450              | 7315                | 3135 | 10450 |       |      |      |   |      | 20900                | 62,7         |
| 19   | 10450              | 7315                | 3135 | 10450 | 10450 |      |      |   |      | 31350                | 94,05        |
| 20   | 8360               | 7315                | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 |      |   |      | 39710                | 119,13       |
| 21   | 2090               | 7315                | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 |   |      | 41800                | 125,4        |
| 22   | 0                  | 7315                | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 |      | 41800                | 125,4        |
| 23   | 2090               | 7315                | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 43890                | 131,67       |
| 0    | 0                  | 7315                | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 43890                | 131,67       |
| 1    | 0                  |                     | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 36575                | 109,725      |
| 2    | 0                  |                     |      | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 33440                | 100,32       |
| 3    | 0                  |                     |      |       | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 22990                | 68,97        |
| 4    | 0                  |                     |      |       |       | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 12540                | 37,62        |
| 5    | 0                  |                     |      |       |       |      | 2090 | 0 | 2090 | 4180                 | 12,54        |
| 6    | 0                  |                     |      |       |       |      |      | 0 | 2090 | 2090                 | 6,27         |

|    |   |  |      |      |      |
|----|---|--|------|------|------|
| 7  | 0 |  | 2090 | 2090 | 6,27 |
| 8  | 0 |  |      | 0    | 0    |
| 9  | 0 |  |      | 0    | 0    |
| 10 | 0 |  |      | 0    | 0    |

El código utilizado para esta estrategia de carga directa así como su explicación, pueden ser encontrados en los correspondientes anexos.

### 7.2.2. Estrategia de carga en horas valle

La estrategia de carga en horas valle se considera también de una estrategia no controlada, ya que es el propio usuario del vehículo el que decide cuando conectar el vehículo a la red y comenzar la carga sin regular la tasa a la que se produce. Esta estrategia a priori parece que ofrece ventajas para mantener la fiabilidad del sistema respecto a la estrategia de carga directa, dado que se basa en realizar la carga en las horas en las que el sistema típicamente tiene menores picos de demanda, las llamadas horas valle, que usualmente coinciden con las horas de noche.

La carga en horas valle podría estar motivada para los usuarios por una serie de incentivos de las compañías eléctricas como unos menores precios como con los que habitualmente cuenta la electricidad durante las horas valle.

Las horas valle generalmente son definidas por la demanda de potencia de la red eléctrica. De la curva de carga del sistema en uso, según se aprecia en la Figura 35, se han tomado como sus horas valle todas las horas entre las 22h y las 6h.

Al esperar los usuarios a la llegada de estas horas valle para comenzar la carga de sus EV se desplazaría la carga generada en la estrategia de carga directa a cada hora, hasta la primera hora establecida como de valle, y se contribuiría a un uso más equilibrado de la capacidad de generación.

La siguiente figura muestra el impacto de la estrategia de carga en horas valle en la curva de demanda durante un día típico de simulación.



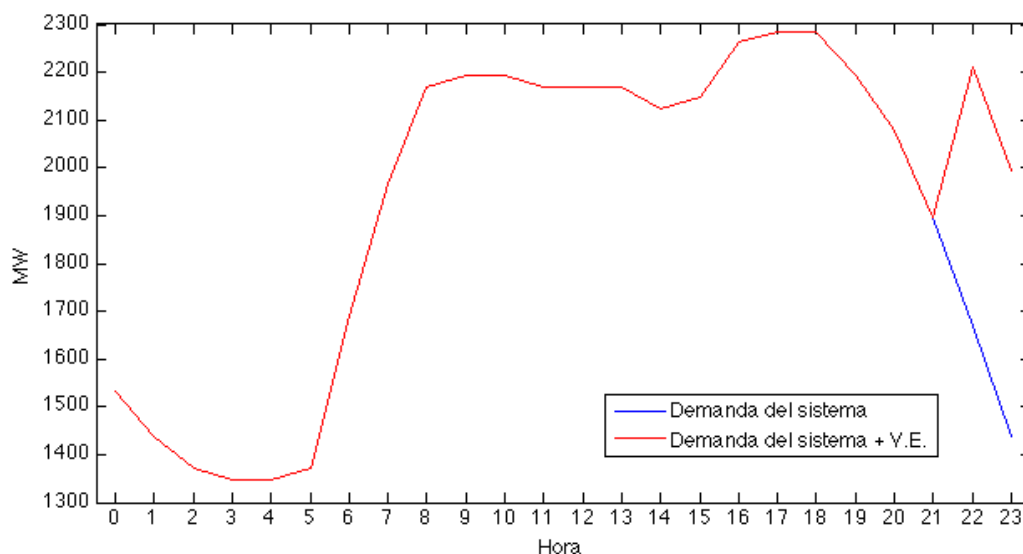


Figura 35. Representación del aumento de la carga total del sistema por la carga añadida por los EV para un día típico con el escenario 2 en la estrategia de carga en horas valle.

Como se aprecia en la anterior figura, la seguridad de suministro del sistema no se compromete durante el día. En su lugar aparece un nuevo pico de consumo al inicio de las horas valle, que en principio no debería resultar problemático, pero que dependiendo del nivel de penetración del vehículo eléctrico puede llegar a considerar un problema para este método de carga no controlada.

También se puede apreciar la estructura de la estrategia de carga en horas valle en la siguiente tabla.

Tabla 30. Tabla que ilustra el funcionamiento de la estrategia de carga en horas valle durante un día típico.

| Hora | Nº de EV que paran | Nº de EV que cargan |   |   |   |   |   |  | Total de EV cargando | Consumo [MW] |
|------|--------------------|---------------------|---|---|---|---|---|--|----------------------|--------------|
| 16   | 7315               | 0                   |   |   |   |   |   |  | 0                    | 0            |
| 17   | 3135               | 0                   | 0 |   |   |   |   |  | 0                    | 0            |
| 18   | 10450              | 0                   | 0 | 0 |   |   |   |  | 0                    | 0            |
| 19   | 10450              | 0                   | 0 | 0 | 0 |   |   |  | 0                    | 0            |
| 20   | 8360               | 0                   | 0 | 0 | 0 | 0 |   |  | 0                    | 0            |
| 21   | 2090               | 0                   | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |  | 0                    | 0            |

|    |      |      |      |       |       |      |      |   |      |       |        |
|----|------|------|------|-------|-------|------|------|---|------|-------|--------|
| 22 | 0    | 0    | 0    | 0     | 0     | 0    | 0    | 0 | 0    | 0     | 0      |
| 23 | 2090 | 7315 | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 43890 | 131,67 |
| 0  | 0    | 7315 | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 43890 | 131,67 |
| 1  | 0    | 7315 | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 43890 | 131,67 |
| 2  | 0    | 7315 | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 43890 | 131,67 |
| 3  | 0    | 7315 | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 43890 | 131,67 |
| 4  | 0    | 7315 | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 43890 | 131,67 |
| 5  | 0    | 7315 | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 43890 | 131,67 |
| 6  | 0    | 7315 | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 43890 | 131,67 |
| 7  | 0    | 7315 | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 43890 | 131,67 |
| 8  | 0    |      |      |       |       |      |      |   |      | 0     | 0      |
| 9  | 0    |      |      |       |       |      |      |   |      | 0     | 0      |
| 10 | 0    |      |      |       |       |      |      |   |      | 0     | 0      |

El modelado del código en MATLAB añade algo de complejidad a la computación en comparación con la estrategia de carga directa. Tanto este código para la estrategia de carga en horas valle como su descripción pueden ser encontrados en el anexo.

### 7.2.3. Estrategia de carga controlada

Esta estrategia es la cual podría dar a las compañías eléctricas relevancia en el manejo de la carga de los vehículos por medio de aparatos que controlen los puntos de carga. Los usuarios introducirían una serie de parámetros como la hora de fin de carga, el porcentaje de carga requerido y dejarían el control de la tasa de carga a las compañías o puntos automatizados. Con éste método se podrían llevar a cabo prácticas como el V2G para inyectar electricidad desde las baterías de los vehículos a la red.

Teóricamente esta estrategia es la que debería suponer mayores beneficios en el funcionamiento para la fiabilidad del sistema, pues la red eléctrica sería capaz de gestionar la demanda para que no se produjeran fallos en ningún momento. También cabe resaltar que esta estrategia aumentaría ligeramente los costes en los equipos de los puntos de carga para los usuarios y no se descartaría que las compañías o los Estados involucrados subvencionaran su adquisición por los beneficios que aportan.

La estrategia que se considerará como controlada necesitará para su sustento las siguientes suposiciones de funcionamiento:

- Los usuarios disponen de puntos de carga con controles de carga inteligentes que se regulan automáticamente según el estado de la red.

- 
- Se parte de conocer la curva de demanda.
  - La carga disponible para la recarga de las baterías de los vehículos eléctricos debe ser menor que la diferencia entre el pico de demanda del sistema y la demanda en el momento de la carga.
  - Por características de la curva de demanda en la amplia mayoría de las ocasiones la carga se producirá durante las horas valle.
  - La tasa de carga es variable para los vehículos en carga en el momento actual y se reducirá en todos los vehículos si el sistema sobrepasa el pico de potencia.
  - La tasa de carga, aunque se reduzca debe ser suficientemente grande para cargar las baterías de los vehículos durante la noche en un porcentaje aceptable.

Por tanto, la tasa de carga dependerá de la disponibilidad y de la demanda total del parque de EV. Se implementará un coeficiente que regule la tasa de carga ("*tasacarga*") y el tiempo de carga.

En esta estrategia se compara la disponibilidad total con la demanda total cuando la demanda puede ser menor. Se ejecutan las siguientes acciones unidas a las siguientes condiciones:

- Si  $\frac{\text{disponibilidad}}{\text{demanda}} \geq 1$ , el coeficiente  $\text{coef} = 1$  y por tanto el tiempo de carga
- $$\text{tiempocarga} = \frac{\text{tiempocarga}}{\text{coef}}$$

y la tasa de carga

$$\text{tasacarga} = \text{tasacarga} * \text{coef}$$

permanecerán constantes.

- Si  $\frac{\text{disponibilidad}}{\text{demanda}} < 1$ , el coeficiente  $\text{coef} = \frac{\text{disponibilidad}}{\text{demanda}} < 1$  y por tanto el tiempo de carga aumentará

$$\text{tiempocarga} = \frac{\text{tiempocarga}}{\text{coef}}$$

y la tasa de carga disminuirá

$$\text{tasacarga} = \text{tasacarga} * \text{coef} .$$

Por último se establecen las condiciones horarias:

- Si para algún vehículo en algún caso, la hora de fin de carga será mayor que las 11 am o la hora de inicio de la carga es menor que las 4 am, se debe aumentar la tasa de carga.

Es decir, si

$$hora + \frac{tiempocarga}{coef} \geq 11$$

entonces,

$$11 - hora = \frac{tiempocarga}{coef}$$

En la siguiente figura se muestra el impacto de la estrategia de carga controlada explicada en esta sección comparada con la demanda habitual sin incluir la del vehículo eléctrico. Se observa que el pico del sistema se da a las primeras horas de la mañana, cuando los vehículos eléctricos están terminando de cargar y la demanda del sistema empieza a aumentar. Este será el punto conflictivo y para una penetración alta de vehículo eléctrico supondrá un mayor problema para la fiabilidad.

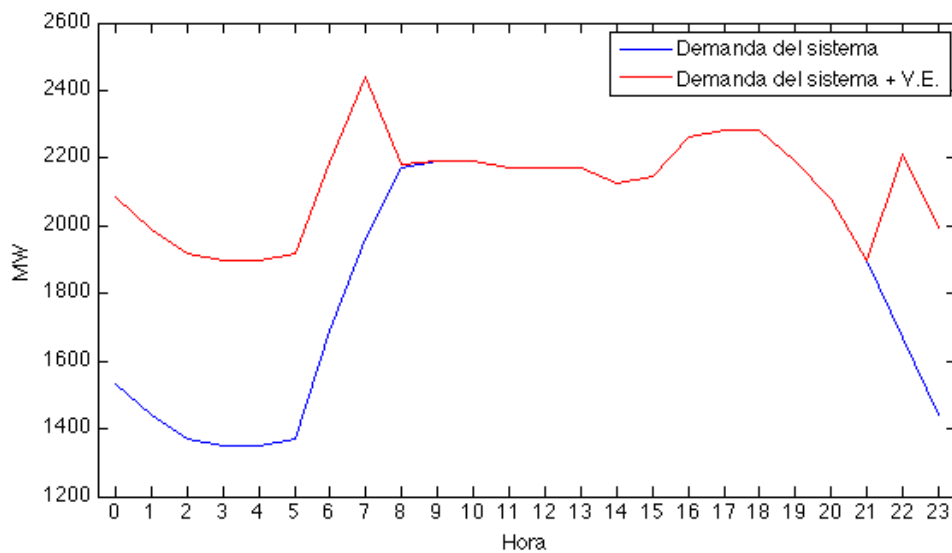


Figura 36. Representación del aumento de la carga total del sistema por la carga añadida por los EV para un día típico con el escenario 2 en la estrategia de carga controlada.

En esta tabla se puede apreciar la estructura de la estrategia de carga controlada para la potencia y las horas de un día típico de simulación.

Tabla 41. Tabla que ilustra el funcionamiento de la estrategia de carga controlada durante un día típico.

| Hora | Nº de EV que paran | Nº de EV que cargan |      |       |       |      |      |   |      | Total de EV cargando | Consumo [MW] |
|------|--------------------|---------------------|------|-------|-------|------|------|---|------|----------------------|--------------|
| 16   | 7315               | 7315                |      |       |       |      |      |   |      | 7315                 | 8,778        |
| 17   | 3135               | 7315                | 3135 |       |       |      |      |   |      | 10450                | 12,54        |
| 18   | 10450              | 7315                | 3135 | 10450 |       |      |      |   |      | 20900                | 25,08        |
| 19   | 10450              | 7315                | 3135 | 10450 | 10450 |      |      |   |      | 31350                | 27,27        |
| 20   | 8360               | 7315                | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 |      |   |      | 39710                | 31,85        |
| 21   | 2090               | 7315                | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 |   |      | 41800                | 33,44        |
| 22   | 0                  | 7315                | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 |      | 41800                | 33,44        |
| 23   | 2090               | 7315                | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 43890                | 43,89        |
| 0    | 0                  | 7315                | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 43890                | 87,78        |
| 1    | 0                  | 7315                | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 43890                | 109,73       |
| 2    | 0                  | 7315                | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 43890                | 109,73       |
| 3    | 0                  | 7315                | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 43890                | 131,67       |
| 4    | 0                  | 7315                | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 43890                | 131,67       |
| 5    | 0                  | 7315                | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 43890                | 131,67       |
| 6    | 0                  |                     | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 36575                | 91,44        |
| 7    | 0                  |                     | 3135 | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 36575                | 91,44        |
| 8    | 0                  |                     |      | 10450 | 10450 | 8360 | 2090 | 0 | 2090 | 33440                | 83,60        |
| 9    | 0                  |                     |      |       |       |      |      |   |      | 0                    | 0            |
| 10   | 0                  |                     |      |       |       |      |      |   |      | 0                    | 0            |

Para la implementación en MATLAB de la estrategia de carga controlada se ha aprovechado la forma de la curva de demanda empleada para realizar una simplificación. Dado que la curva de demanda se mantiene en un valor muy próximo al pico hasta el comienzo de las horas valle, para el código en MATLAB se ha utilizado como base la estrategia de carga de horas valle. Sobre esta base se han aplicado las condiciones expuestas anteriormente para las modificaciones de las tasas de carga que hicieran más fiable el sistema y apto para el control según la demanda.

El código descrito para la estrategia de carga controlada puede ser encontrado en el anexo correspondiente a los códigos para MATLAB.



## **8. Análisis y resultados de las simulaciones**

### **8.1. Introducción**

Este capítulo servirá para exponer los resultados de las diferentes simulaciones realizadas, comentar sus características y poder sacar algunas conclusiones del trabajo realizado.

La realización del trabajo busca analizar la influencia de la penetración del vehículo eléctrico en la fiabilidad del sistema eléctrico peninsular. Para ello se ha utilizado el sistema de prueba IEEE RTS. El objetivo es que el sistema elaborado con el IEEE RTS sumado a la demanda añadida del vehículo eléctrico sea extrapolable al sistema nacional. El trabajo está orientado a que se puedan incrementar tanto las condiciones de demanda de potencia de este modelo como la capacidad de generación hasta conseguir implementar las características del sistema a escala nacional.

### **8.2. Breve detalle del sistema elaborado**

El sistema IEEE RTS empleado tiene una demanda máxima de 2850 MW y una potencia instalada de 3405 MW.

Como se explica en capítulos anteriores, los sistemas desarrollados se dividen en sistema de demanda y sistema de generación. El sistema de demanda se basa en una curva de demanda con una estructura fija impuesta por las características del modelo IEEE RTS escogido y el modelado del vehículo eléctrico según las diferentes estrategias empleadas. La potencia obtenida en cada estrategia de carga del vehículo eléctrico se suma a la curva de demanda. Es el sistema de generación el que incluye el funcionamiento de las centrales que aportan la potencia al sistema. Según el Método

de Simulación de Monte Carlo y combinándolo con la demanda, se obtienen los índices de fiabilidad.

Para medir la convergencia o el error aceptable en los índices de fiabilidad para la cual se detiene la simulación, se utiliza la varianza. Ha sido escogido el valor de 0,05 en la varianza para el parámetro de fiabilidad LOLE pues es el valor típicamente aceptado en simulaciones de fiabilidad similares.

### 8.3. Verificación de la adecuación del sistema de referencia elaborado

Para verificar la validez del sistema base realizado, en el capítulo 5 se expuso la obtención de los índices de fiabilidad del sistema y se compararon con los índices habituales proporcionados por el IEEE RTS. Estos resultados se muestran en la siguiente tabla, la cual expone de nuevo la validez del sistema base sobre el que se asientan el resto de cálculos. Estos valores también pueden ser considerados como los índices de fiabilidad del caso del sistema de referencia.

Tabla 52. Comparación de los valores reales y analíticos de los principales índices de fiabilidad del sistema IEEE RTS.

|      |                   |                |
|------|-------------------|----------------|
| LOLE | Valor analítico   | 9,39 horas/año |
|      | Valor del sistema | 9,37 horas/año |
| LOEE | Valor analítico   | 1176 MWh/año   |
|      | Valor del sistema | 1173,8 MWh/año |

### 8.4. Escenarios de penetración de vehículo eléctrico propuestos

En el capítulo 6 se realizó una explicación de la predicción de la penetración de vehículo eléctrico en el sistema eléctrico español según los datos ofrecidos por el



---

proyecto MERGE. Los EV utilizados en cada escenario adaptados a las proporciones del IEEE RTS y utilizados para las simulaciones son:

- Escenario 1: 84.820 EV
- Escenario 2: 181.070 EV
- Escenario 3: 353.014 EV

## **8.5. Carga computacional**

El software utilizado para modelar el sistema y realizar las distintas simulaciones ha sido MATLAB. La principal razón para escoger esta opción fue su versatilidad y compatibilidad con otros entornos, además de tratarse de un software potente e intuitivo.

El hardware utilizado para las simulaciones es un procesador Core i5 de doble núcleo de Intel a 2,3 GHz con 3 MB de caché de nivel 3 compartida y 12 GB de memoria RAM.

La iteración del sistema de carga controlada es algo más lenta que en los otros dos sistemas, pero es razonable porque aumenta la complejidad de las operaciones dentro del bucle. La estrategia de carga en horas valle también aumenta su tiempo computacional frente a la estrategia de carga directa.

## **8.6. Resultados**

En este apartado se procederá a mostrar los resultados de la inclusión de los diferentes escenarios de penetración de EV en el sistema descrito a lo largo de esta memoria. En la primera sección se mostrarán y analizarán los resultados de la simulación con la estrategia de carga directa. En la segunda sección se mostrarán los propios de la estrategia de carga en horas valle. En la tercera se muestra la estrategia en la cual todos los vehículos utilizarán la estrategia de carga controlada. Por último se añadirá una sección que combine varias estrategias de carga para comparar los resultados.

### **8.6.1. Estrategia de carga directa**

Esta sección trata de analizar los resultados obtenidos del modelo realizado para la estrategia de carga directa con las previsiones de penetración de vehículo eléctrico para 2030. Los resultados principales a analizar dentro de una simulación por el

Método de Monte Carlo como el elaborado, son los índices de fiabilidad. La Tabla 63 enseña los resultados de estos índices de fiabilidad tras el proceso de convergencia.

**Tabla 63. Índices de fiabilidad para cada escenario con la estrategia de carga directa.**

| Tipos de sistema                 | Parámetros               | Escenario sin EV | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 |
|----------------------------------|--------------------------|------------------|-------------|-------------|-------------|
| Sistema con EV con carga directa | LOLE                     | 9,38             | 24,74       | 68,65       | 340,15      |
|                                  | LOEE                     | 1,17e3           | 3,42e3      | 1,10e4      | 6,82e4      |
|                                  | nº aprox. de iteraciones | 4000             | 2000        | 300         | 300         |

Los resultados muestran que la fiabilidad cae en gran medida según aumenta el número de vehículos eléctricos en el sistema. Para el tercer escenario la fiabilidad del LOLE = 340,15 horas/año es inasumible, pero la del primer escenario ya es relevantemente superior a la fiabilidad del sistema sin vehículo eléctrico. En cualquier caso se aprecia que el aumento de la flota se traduce en fuertes disminuciones de la fiabilidad, pues ésta aumenta 36 veces en el escenario 3 respecto al escenario sin EV y parece poner en peligro la adecuación del sistema de generación.

La carga directa hace que la potencia del sistema aumente en cualquier momento en el que los vehículos comienzan a cargar. Cuando la flota de vehículos eléctricos es muy grande y la carga de estos coincide con horas pico, es fácil que aumente el pico de demanda del sistema y por tanto se produzcan más fallos de suministro.

Se aprecia también que según aumenta el número de vehículos en el sistema, el número de iteraciones para llegar a la convergencia es menor, porque aumenta el valor de potencia demandada y facilita el cálculo de la varianza.

El número de iteraciones fija en el sistema un límite para el que se detenga a los 8000 años, acompañando al otro criterio de detención de alcanzar el criterio de convergencia. En los casos en los que el número de iteraciones es 300, se trata de la iteración mínima fijada. Pues para ese ciclo, el valor de la convergencia ya suele haber superado con creces el mínimo de 0,05 fijado y suele aproximarse a 0,015.

### 8.6.2. Estrategia de carga en horas valle

En esta sección se muestran los resultados de la simulación con la estrategia de carga en horas valle para las previsiones de penetración de vehículo eléctrico en 2030.

Como en la sección previa, se analizarán los resultados dependiendo de sus índices de fiabilidad. Estos índices se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla 7. Índices de fiabilidad para cada escenario con la estrategia de carga en horas valle.**

| Tipos de sistema                        | Parámetros               | Escenario sin EV | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 |
|---|--------------------------|------------------|-------------|-------------|-------------|
| Sistema con EV con carga en horas valle | LOLE                     | 9,38             | 9,84        | 15,20       | 107,05      |
|   | LOEE                     | 1,17e3           | 1,30e3      | 1,97e3      | 1,80e4      |
|   | nº aprox. de iteraciones | 4000             | 1500        | 3600        | 300         |

La estrategia de carga en horas valle ofrece unos resultados interesantes para la fiabilidad en todos los escenarios. El índice LOLE se mantiene prácticamente invariable con la inclusión del vehículo eléctrico en el escenario 1, lo cual es un gran resultado para la fiabilidad y aumenta ligeramente para el escenario 2, pero aún dentro de límites aceptables. En el escenario 3 el índice de fiabilidad LOLE se dispara a 10 veces el inicial y aunque llega a valores altos y usualmente considerados como inasumibles, se mantiene en valores mucho menores que en el caso de la estrategia de carga directa. Se puede considerar que en los dos primeros escenarios no peligra la seguridad de suministro, pero sí en el tercero.

Las características de la carga en horas valle aprovecha la potencia no consumida durante dichas horas. Pero cuando la penetración del vehículo eléctrico es suficientemente grande, puede llevar a nuevos picos de demanda por la conexión simultánea de gran número de vehículos eléctricos. Esto explica el salto repentino en la fiabilidad en el escenario 3 respecto al escenario 2.

Con el número de iteraciones para alcanzar la convergencia sucede aproximadamente lo mismo que en el apartado anterior, ya que por regla general, el número de iteraciones disminuye según aumenta el número de vehículos eléctricos en el escenario.

### 8.6.3. Estrategia de carga controlada

En esta sección se muestran los resultados de la simulación con la estrategia de carga controlada para las previsiones de penetración de vehículo eléctrico en 2030.

Posteriormente se analizarán los resultados dependiendo de sus índices de fiabilidad. Estos índices se muestran en la Tabla 5.

**Tabla 8. Índices de fiabilidad para cada escenario con la estrategia de carga controlada.**

| Tipos de sistema                    | Parámetros               | Escenario sin EV | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 |
|-------------------------------------|--------------------------|------------------|-------------|-------------|-------------|
| Sistema con EV con carga controlada | LOLE                     | 9,38             | 9,40        | 10,51       | 44,93       |
|                                     | LOEE                     | 1,17e3           | 1,20e3      | 1,37e3      | 6,40e3      |
|                                     | nº aprox. de iteraciones | 4000             | 2700        | 200         | 200         |

Como se aprecia, la estrategia de carga controlada ofrece unos resultados excelentes para el primer escenario e incluso para el segundo, cuyo aumento es el menor de todos los casos propuestos para los índices LOLE y LOEE. En el primer escenario la disminución de la fiabilidad es prácticamente inapreciable, únicamente dos centésimas para el LOLE. La inclusión de EV con carga controlada apenas influye en la fiabilidad del sistema. En el escenario 3, el LOLE se dispara de nuevo y se llega a niveles de fiabilidad menos viables para la seguridad de suministro. Pero en este escenario, la fiabilidad se mantiene en valores del LOLE mucho menores a los propios del mismo escenario para la carga en horas valle.

Cabe destacar que en un caso de carga controlada con sistemas de V2G, la fiabilidad de los dos primeros escenarios podría ser incluso menor que la fiabilidad del escenario sin EV, por el aporte de energía eléctrico que estos inyectan.

De nuevo las iteraciones siguen en mismo orden en el cual su número disminuye según aumenta el número de vehículos de la flota eléctrica.

#### 8.6.4. Resumen de los resultados obtenidos y comentarios

La siguiente tabla resume los resultados obtenidos para cada estrategia de carga y cada escenario. En el sistema sin EV se muestran los resultados en el apartado de

escenario 1, pero esto no quiere decir que se incluyan vehículos eléctricos en el sistema.

**Tabla16. Resumen de resultados para los índices de fiabilidad en cada una de las estrategias.**

| Tipos de sistema                        | Parámetros               | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 |
|---|--------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Sistema sin EV                          | LOLE                     | 9,38        | -           | -           |
|   | LOEE                     | 1,17e3      | -           | -           |
|   | nº aprox. de iteraciones | 4000        | -           | -           |
| Sistema con EV con carga directa        | LOLE                     | 24,74       | 68,65       | 340,15      |
|   | LOEE                     | 3,42e3      | 1,10e4      | 6,82e4      |
|   | nº aprox. de iteraciones | 2000        | 300         | 300         |
| Sistema con EV con carga en horas valle | LOLE                     | 9,84        | 15,20       | 107,05      |
|   | LOEE                     | 1,30e3      | 1,97e3      | 1,80e4      |
|   | nº aprox. de iteraciones | 1500        | 3600        | 300         |
| Sistema con EV con carga controlada     | LOLE                     | 9,40        | 10,51       | 44,93       |
|   | LOEE                     | 1,20e3      | 1,37e3      | 6,40e3      |
|   | nº aprox. de iteraciones | 2700        | 200         | 200         |

La gran disminución de la fiabilidad con el aumento de la penetración debe ser estudiada en un sistema más cercano al real. Es muy posible que esta disminución se deba a la menor proporción de potencia instalada frente a la demanda máxima del sistema RTS. El sistema español tiene una gran fiabilidad comparado con el de prueba, dado que el exceso de potencia instalada le ofrece gran margen de operación frente a demandas imprevistas.

El sistema realizado tiene un pico de demanda de 2850 MW sin EV y un máximo de 1100 MW extra para la carga de los EV en el peor escenario para una potencia

instalada de 3405 MW. La suma del pico de demanda y la carga de los vehículos eléctricos superan la potencia instalada.

La carga de los vehículos eléctricos supone en el sistema elaborado un porcentaje demasiado alto del pico total de la demanda del sistema. La siguiente tabla muestra datos al respecto.

Tabla 17. Carga del EV en el sistema para cada estrategia y cada escenario.

|   | Tipos de sistema                        | Escenario 1     | Escenario 2      | Escenario 3        |
|---|---|-----------------|------------------|--------------------|
| carga del EV en el sistema [MW]<br>(porcentaje del pico total del sistema de demanda) | Sistema con EV con carga directa        | 187,3<br>(6,5%) | 391,4<br>(13,7%) | 761,3<br>(26,7%)   |
|   | Sistema con EV con carga en horas valle | 277,7<br>(9,7%) | 592,0<br>(20,8%) | 1154,1<br>(40,5%)  |
|   | Sistema con EV con carga controlada     | 261,8<br>(9,2%) | 559,0<br>(19,6%) | 1089,7<br>(38,23%) |

El sistema nacional sufre peor predictibilidad por la gran capacidad eólica instalada entre otras causas, pero la proporción entre la potencia instalada y el pico de demanda es más favorable: en 2010 la potencia instalada era de 97.447 MW y la demanda máxima era de 44.364 MW a los que se sumarían aproximadamente 15.000 MW extra para cubrir la potencia demandada por la carga de una supuesta flota de vehículos eléctricos en el más agresivo de los escenarios. Por lo tanto, a pesar de la mayor impredecibilidad del sistema nacional, se podría pensar que la fiabilidad no disminuiría tan drásticamente, pues la potencia instalada tendría gran margen para cubrir la demanda extra de los EV.

Lo que también cabría analizar es el uso de las energías renovables dentro de este aumento de la demanda. Parece razonable pensar que un gran aumento de demanda como el previsto en ese escenario conllevaría a que con un igual reparto de energías renovables y centrales térmicas, dando prioridad a la entrada de renovables para el consumo, una vez que la demanda ha superado el límite de potencia renovable instalada daría paso a un mayor porcentaje de centrales térmicas en uso y una mayor producción de CO<sub>2</sub>.

Estas circunstancias han llevado a la realización de una simulación con una modificación del sistema de prueba para que tenga una mayor capacidad de potencia instalada, que cubra un mayor porcentaje de la demanda de EV para escenarios más

---

agresivos, siguiendo las proporciones del sistema nacional. De la misma forma que se ha comentado anteriormente, este sistema poseería diferente predictibilidad que el sistema nacional al variar entre otros el número de centrales, por lo que se tratará de una aproximación para comparar resultados y en ningún caso de un modelo definitivo.

También cabe resaltar otra diferencia de bulto en esta aproximación. Al aumentar la potencia instalada en ese sistema, todas las centrales entrarían a funcionar por igual. En el sistema peninsular, muchas de las centrales térmicas permanecen inactivas hasta que la predicción de la demanda requiere su uso. Por lo tanto, ese cálculo de la predicción tendría diferente fiabilidad. De todas maneras, se ha llevado a cabo esta aproximación, para comparar los resultados con los obtenidos durante este capítulo.

### **Prueba con una mayor potencia instalada**

La nueva potencia instalada para la modificación del sistema de prueba pretende ser proporcional a la relación de la potencia instalada y la demanda máxima del sistema peninsular. Así, si la potencia instalada tiene un ratio de aproximadamente 2,2 respecto a la demanda máxima del sistema eléctrico peninsular, este mismo ratio se aplica al sistema elaborado. En el sistema elaborado, el pico de la potencia demandada era de 2850 MW sin incluir la carga del vehículo eléctrico. La nueva potencia instalada del sistema elaborado pasará de 3405 MW a 6270 MW. Esta ampliación supondrá una aproximación al sistema, pero en ningún caso, una comparación definitiva con el sistema español peninsular dada la mayor complejidad de este último.

Entre las opciones para aumentar la potencia se encuentran dos principales: aumentar el número de centrales o aumentar la potencia de las centrales existentes. Al aumentar el número de centrales, el sistema se equilibra más que al aumentar la potencia de las centrales existentes, ya que el cese en el funcionamiento de una central grande sería notorio en ese caso. El problema que surge al aumentar el número de centrales es que la fiabilidad aumenta muchísimo, porque al equilibrarse siempre existe mayor posibilidad de que el número de centrales necesarias se encuentre en funcionamiento.

Al aumentar la cantidad de potencia instalada, en las simulaciones hubo el problema de no alcanzar la convergencia dado que esa cantidad de potencia instalada producía que no hubiera fallos en el sistema como para medir los índices de fiabilidad ni en el escenario de mayor penetración de EV. Por tanto, se procedió a modificar proporcionalmente el tiempo de reparación y funcionamiento medio de cada central para hacer más favorable la aparición de fallos en el suministro.

La modificación de los coeficientes de fallo y funcionamiento de las centrales del sistema de prueba IEEE RTS, lleva a grandes problemas para alcanzar la convergencia en la varianza del LOLE. El sistema se encuentra previamente equilibrado para alcanzar la convergencia fácilmente y una modificación con un gran aumento de potencia como el actual hace imposible alcanzar la varianza del 5% deseada para el criterio de detención y se aceptará un número de unas 3500 iteraciones de media para la carga directa y entre 2000 y 3000 para el resto. En el escenario 1 y 2, con este número de iteraciones se alcanza un coeficiente de varianza de alrededor del 25% para todas las estrategias, mientras que en el escenario 3, la convergencia mejora a un 10% habitualmente.

Los resultados de la fiabilidad para el nuevo sistema modelado se muestran en la tabla 22. En este nuevo sistema la potencia instalada pasa de 3405 MW a 6270 MW por medio de un aumento del número de centrales.

Tabla 18. Resumen de resultados del nuevo sistema modelado con una mayor potencia instalada.

| Tipos de sistema                        | Parámetros               | Escenario 1 | Escenario 2 | Escenario 3 |
|---|--------------------------|-------------|-------------|-------------|
| Sistema sin EV                          | LOLE                     | 0,0155      | -           | -           |
|   | LOEE                     | 1,2612      | -           | -           |
|   | nº aprox. de iteraciones | 2000        | -           | -           |
| Sistema con EV con carga directa        | LOLE                     | 0,0852      | 0,3480      | 1,8638      |
|   | LOEE                     | 8,8265      | 47,4676     | 236,5683    |
|   | nº aprox. de iteraciones | 3500        | 3500        | 3500        |
| Sistema con EV con carga en horas valle | LOLE                     | 0,0165      | 0,0575      | 1,5109      |
|   | LOEE                     | 1,5828      | 6,3163      | 219,9180    |
|   | nº aprox. de iteraciones | 2000        | 2000        | 3500        |
| Sistema con EV con carga controlada     | LOLE                     | 0,0158      | 0,0164      | 0,4310      |
|   | LOEE                     | 1,3835      | 1,4958      | 60,7187     |
|   | nº aprox. de iteraciones | 1000        | 1000        | 1000        |



---

De los resultados de este sistema se puede llegar a la conclusión de que aún con un sistema de mayor potencia instalada, la estrategia de carga directa es la que más pone en riesgo el suministro de electricidad. Como en el caso general, esta estrategia repite como la que obtiene peores valores de fiabilidad.

La carga en horas valle obtiene resultados tan buenos para la fiabilidad como la carga controlada para el primer escenario. Pero la mayor potencia instalada da margen al sistema para que la estrategia de carga controlada obtenga mejor fiabilidad con mayores escenarios de penetración de EV y se descubran los problemas que surgen en la carga en horas valle en el momento de conexión simultánea.

### **Variaciones de la tasa de carga durante las horas de vacío**

Dados los buenos resultados que a priori ofrece la carga en horas valle para escenarios de baja penetración y la sencillez y beneficios que esta práctica puede ofrecer a los usuarios, resulta interesante analizar con una nueva perspectiva sus opciones. Teniendo en cuenta que los puntos de carga considerados para los vehículos eléctricos convencionales tienen de una tasa de carga de 3 kWh/h y que en la actualidad ya se implementan puntos de carga domésticos de 6 kWh/h, se prevé que estos aumenten en el futuro. Por lo tanto se han realizado distintas simulaciones en las cuales la proporción de los vehículos de tipo M1 (que suponen el 88% de la flota) que cargan a 6 kWh/h varía según el caso.

De estas simulaciones, las figuras número 37 a la número 40 muestran la variación de la curva de carga para el sistema inicial y el escenario 2 con las proporciones propuestas en el título de cada gráfica.

En la primera, la Figura 37, se aprecia que el aumento de la tasa de carga de una gran proporción de los vehículos impacta en el pico de demanda del sistema en el momento de inicio de las horas valle.

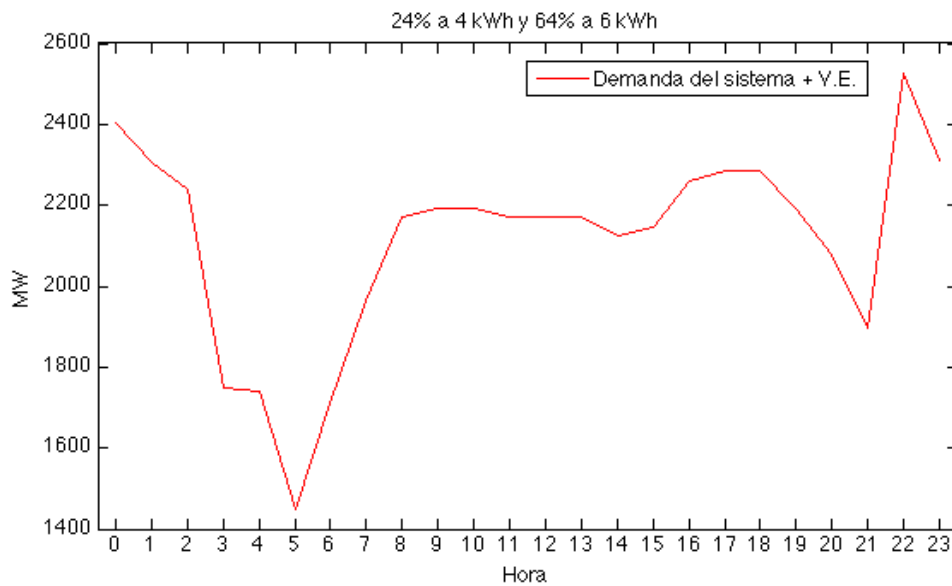


Figura 37. Curva de carga del sistema en el escenario 2 con la estrategia de carga en horas valle. El 24% de los M1 carga a 4 kWh/h y el 64% a 6 kWh/h.

En las siguientes figuras se aprecia la evolución de la curva de demanda según el porcentaje de vehículos que cargan a 6kWh/h va disminuyendo. El pico de demanda que se producía al inicio de las horas valle, va disminuyendo en la medida en la que la carga de los EV se va desplazando hacia las siguientes horas con una menor tasa de carga. Por tanto, menos vehículos cargando a 6 kWh/h confieren una mejor fiabilidad.

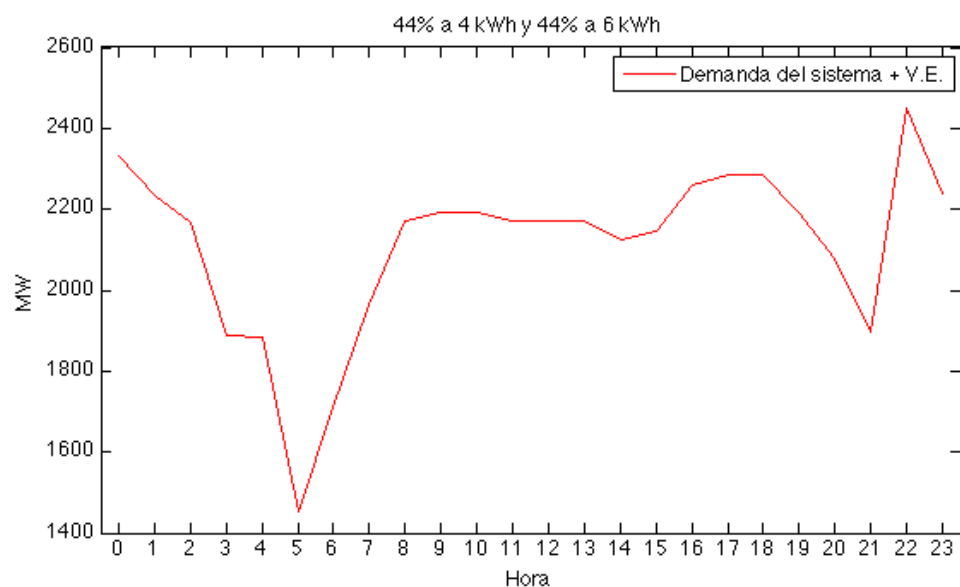


Figura 38. Curva de carga del sistema en el escenario 2 con la estrategia de carga en horas valle. El 44% de los M1 carga a 4 kWh/h y el 44% a 6 kWh/h.

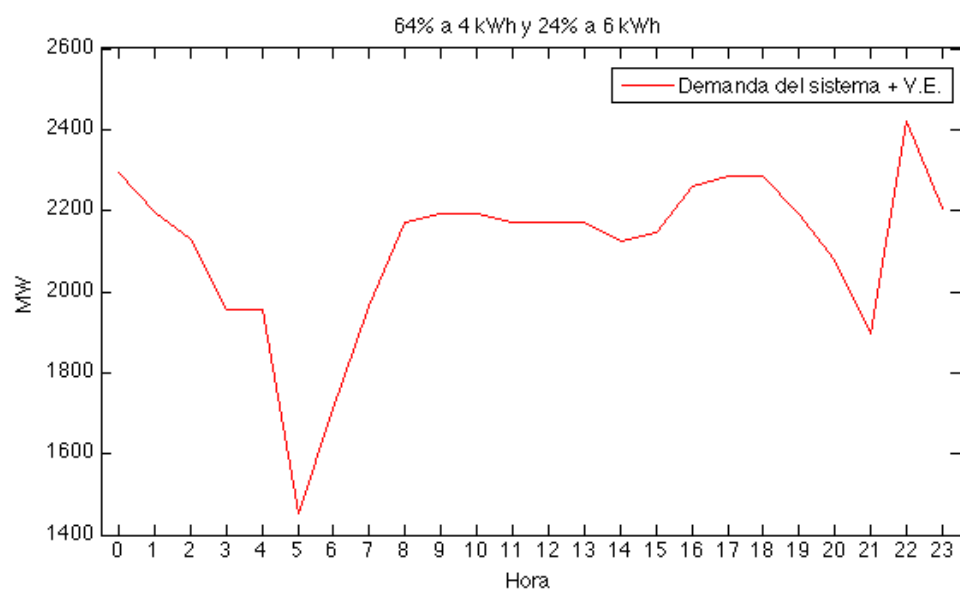


Figura 39. Curva de carga del sistema en el escenario 2 con la estrategia de carga en horas valle. El 64% de los M1 carga a 4 kWh/h y el 24% a 6 kWh/h.

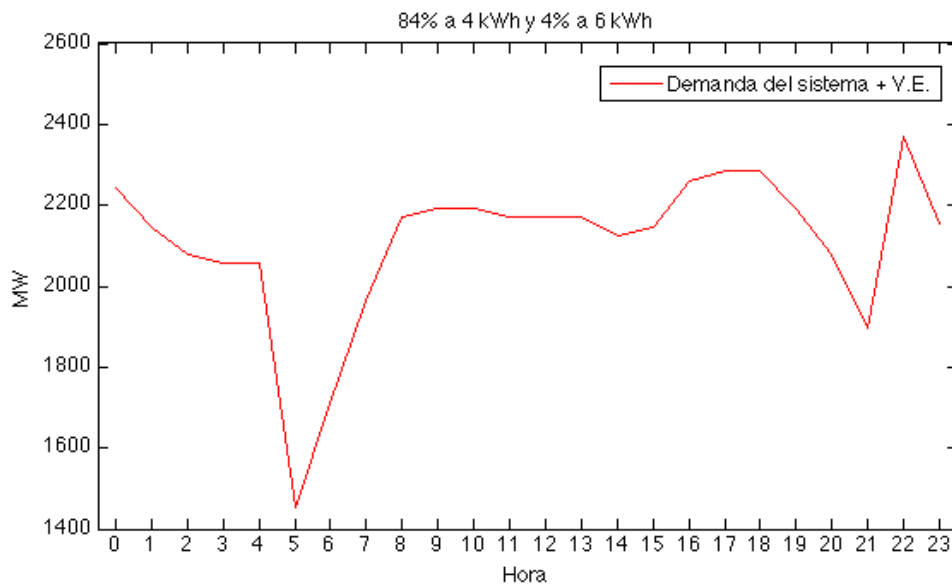


Figura 40. Curva de carga del sistema en el escenario 2 con la estrategia de carga en horas valle. El 84% de los M1 carga a 4 kWh/h y el 4% a 6 kWh/h.

En esta última figura en la cual el porcentaje de vehículos que cargan a 6 kWh/h es muy reducido, el pico de la demanda aún no cesa de ser el nuevo pico del inicio de las horas valle. Dadas las características de la carga en horas valle durante las que la mayoría de usuarios no necesitaría utilizar sus vehículos por un largo periodo, parece una estrategia inteligente disminuir la tasa de carga durante estas horas para distribuir la demanda durante más horas y así conseguir disminuir el pico de demanda al inicio de estas horas.

Por tanto, se simula un sistema en el cual la mitad de los usuarios de M1 carguen a 4 kWh/h y la otra mitad a una tasa menor: 3 kWh/h. En este caso se consigue una gran mejora de los índices de fiabilidad y en la curva de carga se aprecia cómo la carga al inicio de las horas valle ha disminuido a valores inferiores a la demanda durante el día.

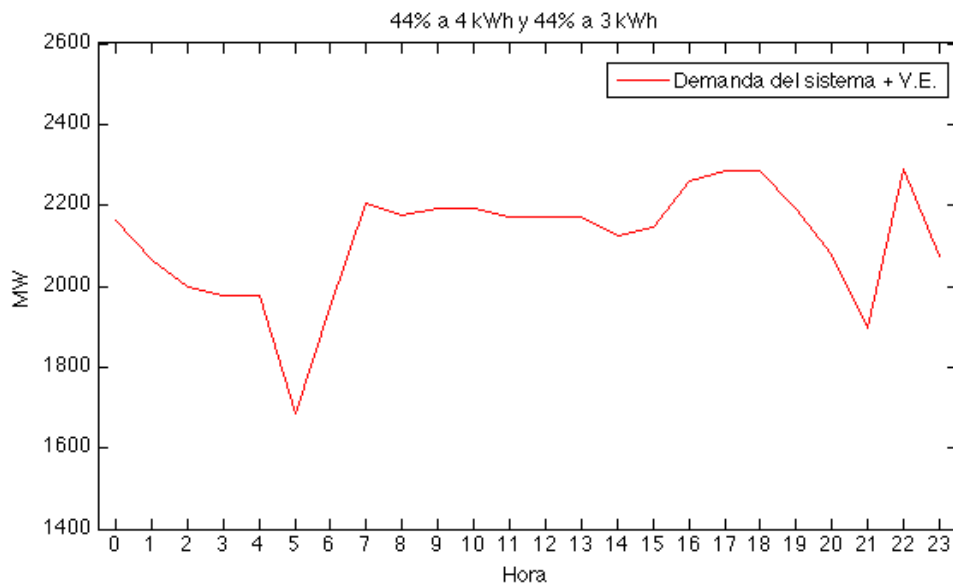


Figura 41. Curva de carga del sistema en el escenario 2 con la estrategia de carga en horas valle. El 44% de los M1 carga a 4 kWh/h y el 44% a 3 kWh/h.

Los buenos resultados de la estrategia de disminución de la tasa de carga, llevan a ir un poco más lejos en esta disminución y probar un sistema en el que la gran mayoría de los usuarios de M1 carguen sus vehículos a 3 kWh/h.

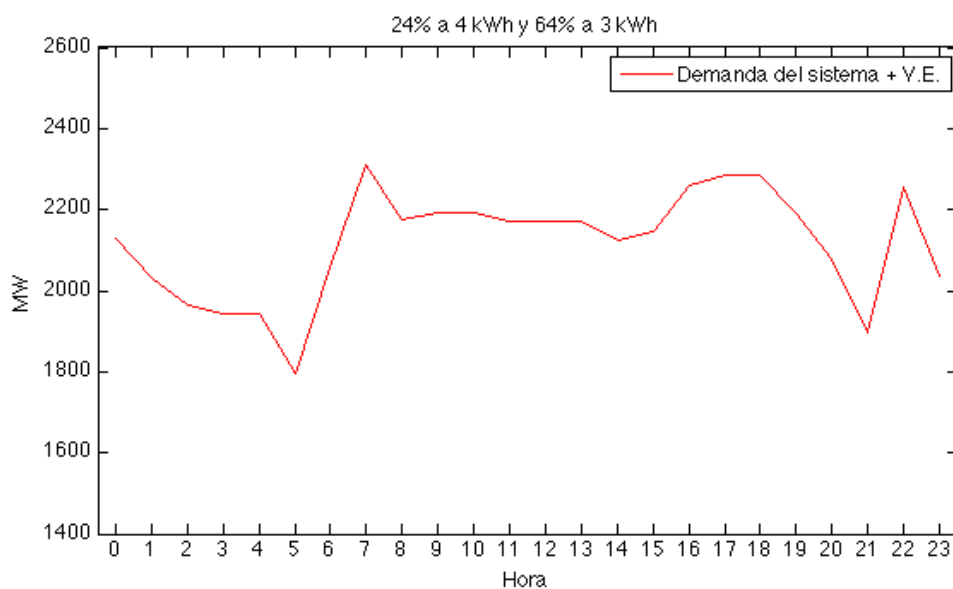


Figura 42. Curva de carga del sistema en el escenario 2 con la estrategia de carga en horas valle. El 24% de los M1 carga a 4 kWh/h y el 64% a 3 kWh/h.

Pero este caso lleva a unos peores índices de fiabilidad, pues la carga de los vehículos se desplaza demasiado y se solapa con la mayor demanda coincidente con la actividad

al inicio del día. Este hecho lleva a la creación de un nuevo pico de demanda que disminuye la fiabilidad del sistema.

De este último estudio se puede sacar la conclusión de que una menor tasa de carga durante las horas de vacío es beneficiosa para la fiabilidad del sistema, pero cuando la tasa es suficientemente baja como para comprometer la demanda al inicio del día, se pueden ocasionar nuevamente problemas de suministro.

## **9. Conclusiones y trabajo por realizar**

### **9.1. Conclusiones**

Una vez realizado un análisis exhaustivo de los resultados de las simulaciones de todas las combinaciones posibles de los sistemas y las estrategias de carga, se piensa que los objetivos propuestos en la introducción de este trabajo han sido satisfechos. Los datos procedentes de estas simulaciones proveen información relevante para comprender mejor el funcionamiento de la red eléctrica con diferentes estrategias y niveles de penetración de vehículo eléctrico, además de para ayudar a predecir situaciones futuras.

La extrapolación de las conclusiones del sistema eléctrico utilizado al sistema eléctrico real de España está condicionada por las diferencias entre los dos sistemas. Por lo tanto, las conclusiones de este apartado se basan en las tendencias observadas en el sistema utilizado, cuyas proporciones varían respecto al real pero que según las comprobaciones realizadas en sistemas de mayor tamaño mantendrían estas tendencias.

Las principales conclusiones de este estudio son las relaciones entre las estrategias de carga de los usuarios de los vehículos eléctricos, el tamaño de la flota de los vehículos y la fiabilidad del sistema y sus necesidad de ser reforzado. Clasificando así, según las diferentes estrategias, es importante reseñar que:

- La estrategia de carga directa se basa principalmente en la ausencia de estrategia, los propios usuarios simplemente conectan su vehículo a la red al realizar la parada. Esta estrategia es la que pone en más dificultades al sistema eléctrico y la que obtiene peores niveles de fiabilidad en todos los escenarios. La carga de los vehículos a las horas de llegada contribuye a aumentar los picos de demanda del sistema, ya que las llegadas de los usuarios suelen coincidir con puntos en los que la demanda eléctrica ya es alta. Este aumento

general de la demanda contribuye a disminuir la fiabilidad del sistema de manera considerable desde el escenario de penetración más bajo en el sistema de prueba y según las previsiones para el sistema español, con más notoriedad a partir del segundo escenario. Según los resultados obtenidos, si todos los usuarios de vehículos eléctricos utilizaran esta estrategia sería necesario aumentar la potencia eléctrica instalada en un breve plazo en el caso de que el número de vehículos se aproximara a los 2.500.000 o fuera superior.

- La estrategia de carga en horas valle es la estrategia en la cual los usuarios demoran voluntariamente la carga de sus vehículos hasta el inicio de estas horas valle en busca de beneficios de tarifa. Esta estrategia a pesar de estar clasificada como descontrolada ofrece muy buenos resultados para la fiabilidad del sistema en los casos en los que el tamaño de la flota de EV es bajo o medio. En esos dos escenarios no sería necesario aumentar la potencia instalada. Sin embargo, el tamaño de la flota en el escenario de penetración más agresivo crea al inicio de las horas valle un nuevo pico de demanda que daría lugar a fallos en el suministro. Esta mayor acumulación de vehículos al inicio de las horas valle sí que provocaría graves fallos en la fiabilidad del sistema y haría necesario el aumento de la potencia.
- La estrategia de carga controlada se basa en la estrategia de carga en horas valle, pero durante estas horas, los usuarios ceden a los operadores de red el control de la tasa de carga de sus vehículos para lograr el mayor equilibrio de la red atendiendo a las necesidades particulares de cada usuario. Esta estrategia, al igual que la carga en horas valle, estaría motivada por beneficios en las tarifas que los usuarios obtendrían y las compañías promoverían. Los resultados obtenidos en las simulaciones de esta estrategia controlada son excelentes para todos los escenarios y no sería necesario aumentar la potencia instalada en ningún caso para el sistema eléctrico peninsular. Existe una única excepción en el valor de fiabilidad obtenido para el sistema de prueba con el escenario más agresivo, donde, a pesar de aparecer una disminución de la fiabilidad, ésta se mantiene en límites aceptables.

Todos los cálculos realizados apuntan a que la inclusión de la tecnología V2G en la carga controlada mejoraría más la fiabilidad obtenida para la estrategia de carga controlada, ya que las baterías de cada vehículo inyectarían energía a la red en el momento en el que ésta lo necesitara y estuviera disponible. Algunos estudios [26] apuntan a que esta tecnología mejoraría incluso los niveles de fiabilidad de los sistemas sin vehículos eléctricos.

Por tanto, la necesidad de ampliación de la potencia instalada dependerá tanto del tamaño de la flota de vehículos eléctricos que pueda acontecer en el futuro, como de la estrategia de carga promovida y utilizada. Convendría promover la estrategia de carga controlada o en su defecto, la carga en horas valle, con unas mejores tarifas.



---

Estas dos estrategias son las que más beneficiarían al sistema eléctrico y las que permitirían posponer el aumento de la potencia instalada.

Por último es importante reseñar que tanto la carga controlada como la carga en horas valle contribuirían a una mayor utilización de los recursos de energía renovable, a no aumentar el consumo de combustibles fósiles durante las horas de mayor demanda y consecuentemente, a no aumentar el nivel de CO<sub>2</sub> de la atmósfera.

## **9.2. Trabajo por realizar**

El trabajo realizado ha conllevado gran complejidad y minuciosidad, pero para mejorar el conocimiento sobre la influencia del vehículo eléctrico en la fiabilidad del sistema eléctrico peninsular se han apuntado las siguientes sugerencias de futuro desarrollo que han aparecido durante la realización del mismo:

- Ampliar los cálculos realizados para el sistema de prueba hasta llegar a las características reales del sistema eléctrico español para las simulaciones. Para ello sería de gran utilidad disponer de una mayor capacidad computacional que desarrolle los cálculos con más rapidez.
- Aumentar la complejidad de la curva de demanda y hacerla lo más similar posible a la curva de demanda real del sistema eléctrico español para un año típico.
- Aumentar la complejidad de las estrategias de carga teniendo en cuenta en las cargas de los usuarios el nivel de batería recargada en los vehículos y permitir cargas parciales con un modelo lo más cercano posible al real. Una mayor potencia computacional también ayudaría en gran medida a desarrollar las simulaciones de sistemas con este nivel de complejidad.
- Implementar la tecnología V2G dentro de la estrategia de carga controlada para comprobar las mejoras en la fiabilidad que este método podría ofrecer. Para ello sería de gran utilidad conocer el nivel de batería, como es explicado en el punto anterior.
- Considerar más variedad de perfiles de movilidad que varíen según la población con posibilidad de convertirse en usuario de vehículo eléctrico.
- Considerar un modelo de predicción probabilística de las fuentes renovables disponibles como la energía eólica, para conocer en qué medida son aprovechadas.
- Considerar estrategias de carga mixtas para porciones de la flota de EV entre las diferentes metodologías utilizadas.



## 10. Bibliografía

- [1] Comisión Europea. (2014, Diciembre) UE. [Online].  
[http://ec.europa.eu/spain/actualidad-y-prensa/noticias/medio-ambiente/cop20\\_es.htm](http://ec.europa.eu/spain/actualidad-y-prensa/noticias/medio-ambiente/cop20_es.htm)
- [2] IPCC. (2014) [Online]. [http://ec.europa.eu/spain/actualidad-y-prensa/noticias/medio-ambiente/cop20\\_es.htm](http://ec.europa.eu/spain/actualidad-y-prensa/noticias/medio-ambiente/cop20_es.htm)
- [3] IDAE. (2009) Plan MOVELE. [Online].  
<http://www.movele.es/index.php/mod.pags/mem.detalle/reلمenu.74/reلcategori.a.101/idpag.47>
- [4] Wikipedia. Wikipedia.com. [Online].  
[http://es.wikipedia.org/wiki/Veh%C3%ADculo\\_el%C3%A9ctrico](http://es.wikipedia.org/wiki/Veh%C3%ADculo_el%C3%A9ctrico)
- [5] Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. (2009) MAGRAMA. [Online]. [http://www.magrama.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/atmosfera-y-calidad-del-aire/emisiones/act-emis/transporte\\_indice.aspx](http://www.magrama.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/atmosfera-y-calidad-del-aire/emisiones/act-emis/transporte_indice.aspx)
- [6] Ecologistas en Acción. (2006, Aug.) ecologistasenaccion.org. [Online].  
<http://www.ecologistasenaccion.org/spip.php?article5681>
- [8] Unión Europea. (2010) EUR - Lex. [Online]. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1426702066530&uri=URISERV:en0020>

- [7] Unión Europea. (2014) EUR - Lex. [Online]. <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1426701299825&uri=URISERV:mi0082>
- [9] Motor Pasión. (2014, Dec.) [www.motorpasion.com](http://www.motorpasion.com). [Online].  
<http://www.motorpasion.com/coches-hibridos-alternativos/en-espana-se-ha-desarrollado-una-nueva-bateria-para-1-000-km-de-autonomia>
- [10] Grabat Energy. (2014) Grabat. [Online].  
<https://www.facebook.com/grabatenergy/photos/a.384479571729348.1073741829.358478594329446/384479701729335/?type=1&theater>
- [11] IDAE, "Mapa Tecnológico de Movilidad Eléctrica," Observatorio Tecnológico de la Energía, Ministerio de Industria, Energía y Fomento, Informe 2012.
- [12] Diogo Manuel Santos Silva, "Impacto dos perfis de mobilidade eléctrica na adequação da reserva operacional," FEUP, Porto, PhD Thesis 2012.
- [13] Ford Motor Company. (2014) Ford ES Web site. [Online].  
<http://es.ford.com/cars/fusion/trim/hybrid/>
- [14] Jianhui Wang, "Impact of plug-in hybrid electric vehicles on power systems with demand response and wind power ," *Energy Policy*, no. Energy Policy 39 (2011) 4016–4021 , 2010.
- [15] U.S. Department of Energy. (2014) Fuel Economy Web site. [Online].  
<http://www.fueleconomy.gov/feg/Find.do?action=sbs&id=32655&id=33900>
- [16] U.S. Department of Energy. (2014) Fuel Economy Web site. [Online].  
<http://www.fueleconomy.gov/feg/Find.do?action=sbs&id=32655&id=33900>
- [18] BMW AG. (2014) BMW i3 Data sheet. [Online].  
<http://www.bmw.es/home/vehiculos/BMWi/i3/2013/datasheet0.html>
- [17] Nissan. (2014, Oct.) Nissan Web site. [Online].  
<http://cq5.prod.nissan.eu/dam/services/ES/CONSUMPTION/Leaf.pdf>
- [19] Tesla Motors. (2015) Tesla Motors Web site. [Online].  
<http://www.teslamotors.com/models>
- [20] Mitsubishi Motors. MiEV Web site.

- 
- [21] IEEE. (2009, Sep.) Electrical vehicles: State of art and issues for their connection to the network. [Online].  
[http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=5318813&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs\\_all.jsp%3Farnumber%3D5318813](http://ieeexplore.ieee.org/xpl/login.jsp?tp=&arnumber=5318813&url=http%3A%2F%2Fieeexplore.ieee.org%2Fxppls%2Fabs_all.jsp%3Farnumber%3D5318813)
- [22] A.A.SILVA – ICI, SA AUTOSIL. Autosil. [Online].  
[http://www.imtt.pt/sites/imtt/portugues/noticias/documents/semin%C3%A1rio%202008%20mar%C3%A7o%202010%20-%20pdfs/pedro\\_sena\\_silva.pdf](http://www.imtt.pt/sites/imtt/portugues/noticias/documents/semin%C3%A1rio%202008%20mar%C3%A7o%202010%20-%20pdfs/pedro_sena_silva.pdf)
- [23] Endesa. Endesa Página web. [Online].  
<http://www.endesavehiculoelectrico.com/vehiculo-electrico/recarga/soluciones>
- [24] Urbener. Sistemas urbanos de energías renovables. [Online].  
<http://www.urbener.com/recarga-vehiculos-electricos/modos-de-carga/>
- [25] Roy Billinton, *Reliability Assesment Of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods*. New York: Springer Science+Business Media, 1994.
- [26] Leonardo Elizeire Bremermann, "Impact Evaluation of the Large Scale Integration of Electric Vehicles in the Security of Supply ," Faculty of Engineering of University of Porto , Porto, PhD Thesis 2014.
- [27] Mobile Energy Resources in Grids of Electricity. (2011) MERGE. [Online].  
[http://www.transport-research.info/Upload/Documents/201402/20140203\\_154729\\_39417\\_Deliverable\\_3.2\\_EV\\_Penetration\\_Scenarios.pdf](http://www.transport-research.info/Upload/Documents/201402/20140203_154729_39417_Deliverable_3.2_EV_Penetration_Scenarios.pdf)



---

## 11. Anexo

### 11.1. Datos del modelo IEEE RTS

#### 11.1.1. Datos del modelo de carga

Tabla 19. Coeficientes porcentuales semanales de carga. Fuente: [25].

| Semana | Pico | Semana | Pico | Semana | Pico  | Semana | Pico   |
|--------|------|--------|------|--------|-------|--------|--------|
| 1      | 86,2 | 14     | 75,0 | 27     | 75,50 | 40     | 72,40  |
| 2      | 90,0 | 15     | 72,1 | 28     | 81,60 | 41     | 74,30  |
| 3      | 87,8 | 16     | 80,0 | 29     | 80,10 | 42     | 74,40  |
| 4      | 83,4 | 17     | 75,4 | 30     | 88,00 | 43     | 80,00  |
| 5      | 88,0 | 18     | 83,7 | 31     | 72,20 | 44     | 88,10  |
| 6      | 84,1 | 19     | 87,0 | 32     | 77,60 | 45     | 88,50  |
| 7      | 83,2 | 20     | 88,0 | 33     | 80,00 | 46     | 90,90  |
| 8      | 80,6 | 21     | 85,6 | 34     | 72,90 | 47     | 94,00  |
| 9      | 74,0 | 22     | 81,1 | 35     | 72,60 | 48     | 89,00  |
| 10     | 73,7 | 23     | 90,0 | 36     | 70,50 | 49     | 94,20  |
| 11     | 71,5 | 24     | 88,7 | 37     | 78,00 | 50     | 97,00  |
| 12     | 72,7 | 25     | 89,6 | 38     | 69,50 | 51     | 100,00 |
| 13     | 70,4 | 26     | 86,1 | 39     | 72,40 | 52     | 95,20  |

Tabla 90. Coeficientes porcentuales diarios de carga. Fuente: [25].

| Día   | Carga del pico |
|-------|----------------|
| Lunes | 93             |

|           |     |
|-----------|-----|
| Martes    | 100 |
| Miércoles | 98  |
| Jueves    | 96  |
| Viernes   | 94  |
| Sábado    | 77  |
| Domingo   | 75  |

Tabla 101. Coeficientes porcentuales horarios de carga. Fuente: [25].

| Hora   | semanas de invierno<br>1-8 y 44-52 |               | semanas de verano<br>18-30 |               | semanas de<br>primavera/otoño<br>9-17 y 31-43 |               |
|--------|------------------------------------|---------------|----------------------------|---------------|---|---------------|
|        | Diario                             | Fin de semana | Diario                     | Fin de semana | Diario  | Fin de semana |
| 0- 1   | 67                                 | 78            | 64                         | 74            | 63  | 75            |
| 1- 2   | 63                                 | 72            | 60                         | 70            | 62  | 73            |
| 2- 3   | 60                                 | 68            | 58                         | 66            | 60  | 69            |
| 3- 4   | 59                                 | 66            | 56                         | 65            | 58  | 66            |
| 4- 5   | 59                                 | 64            | 56                         | 64            | 59  | 65            |
| 5- 6   | 60                                 | 65            | 58                         | 62            | 65  | 65            |
| 6- 7   | 74                                 | 66            | 64                         | 62            | 72  | 68            |
| 7- 8   | 86                                 | 70            | 76                         | 66            | 85  | 74            |
| 8- 9   | 95                                 | 80            | 87                         | 81            | 95  | 83            |
| 9- 10  | 96                                 | 88            | 95                         | 86            | 99  | 89            |
| 10- 11 | 96                                 | 90            | 99                         | 91            | 100   | 92            |
| 11- 12 | 95                                 | 91            | 100                        | 93            | 99  | 94            |
| 12- 13 | 95                                 | 90            | 99                         | 93            | 93  | 91            |
| 13- 14 | 95                                 | 88            | 100                        | 92            | 92  | 90            |
| 14- 15 | 93                                 | 87            | 100                        | 91            | 90  | 90            |
| 15- 16 | 94                                 | 87            | 97                         | 91            | 88  | 86            |
| 16- 17 | 99                                 | 91            | 96                         | 92            | 90  | 85            |
| 17- 18 | 100                                | 100           | 96                         | 94            | 92  | 88            |
| 18- 19 | 100                                | 99            | 93                         | 95            | 96  | 92            |
| 19- 20 | 96                                 | 97            | 92                         | 95            | 98  | 100           |
| 20- 21 | 91                                 | 94            | 92                         | 100           | 96  | 97            |
| 21- 22 | 83                                 | 92            | 93                         | 93            | 90  | 95            |
| 22- 23 | 73                                 | 87            | 87                         | 88            | 80  | 90            |
| 23- 24 | 63                                 | 81            | 72                         | 80            | 70  | 85            |



### 11.1.2. Datos del modelo de generación

Tabla 112. Características de las unidades de generación. Fuente: [25].

| Tamaño de la unidad (MW) | Número de unidades | Tasa de paro forzado | MTTF (horas) | MTTR (horas) | Mantenimiento programado (semanas/ año) |
|--------------------------|--------------------|----------------------|--------------|--------------|---|
| 12                       | 5                  | 0,02                 | 2940         | 60           | 2                                       |
| 20                       | 4                  | 0,1                  | 450          | 50           | 2                                       |
| 50                       | 6                  | 0,01                 | 1980         | 20           | 2                                       |
| 76                       | 4                  | 0,02                 | 1960         | 40           | 3                                       |
| 100                      | 3                  | 0,04                 | 1200         | 50           | 3                                       |
| 155                      | 4                  | 0,04                 | 960          | 40           | 4                                       |
| 197                      | 3                  | 0,05                 | 950          | 50           | 4                                       |
| 350                      | 1                  | 0,08                 | 1150         | 100          | 5                                       |
| 400                      | 2                  | 0,12                 | 1100         | 150          | 6                                       |

Los coeficientes porcentuales y de generación han sido introducidos en el programa de MATLAB con el código realizado:

- La matriz vectorial *coefd* almacena los porcentajes del pico de carga de cada día de la semana (tabla 2).
- La matriz *coefw* almacena los porcentajes del pico de carga de cada semana (tabla 1).
- La matriz *coef1wkdy* almacena los porcentajes horarios del pico de carga de los días de diario del periodo 1, invernal (tabla 3).
- La matriz *coef1wknd* almacena los porcentajes horarios del pico de carga de los días de fin de semana del periodo 1, invernal (tabla 3).
- La matriz *coef2wkdy* almacena los porcentajes horarios del pico de carga de los días de diario del periodo 2, estival (tabla 3).
- La matriz *coef2wknd* almacena los porcentajes horarios del pico de carga de los días de fin de semana del periodo 2, estival (tabla 3).
- La matriz *coef3wkdy* almacena los porcentajes horarios del pico de carga de los días de diario del periodo 3, primavera/otoño (tabla 3).
- La matriz *coef3wknd* almacena los porcentajes horarios del pico de carga de los días de fin de semana del periodo 3, primavera/otoño (tabla 3).
- La matriz *usize* almacena el tamaño en MW de cada una de las 32 unidades.
- La matriz *mttf* almacena los valores del MTTF de cada una de las 32 unidades.
- La matriz *mttr* almacena los valores del MTTR de cada una de las 32 unidades.

### 11.1.3. Coeficientes de los sistemas de generación y demanda en MATLAB

#### Coeficientes

```
%Coeficientes demanda
```

```
% COEFICIENTES DEMANDA
```

```
% Coeficiente diario
```

```
coefd=[.93 1 .98 .96 .94 .77 .75];
```

```
% Coeficiente semanal
```

```
coefw=[.862 .900 .878 .834 .880 .841 .832 .806 .740 .737 .715 .727 .704 .750 .721 .800 .754 .837 .870  
.880 .856 .811 .900 .887 .896 .861 .755 .816 .801 .880 .722 .776 .800 .729 .726 .705 .780 .695 .724  
.724 .743 .744 .800 .881 .885 .909 .940 .890 .942 .970 1 .952];
```

```
% Coeficientes estacionales de diario y fin de semana
```

```
coef1wkdy=[.67 .63 .60 .59 .59 .60 .74 .86 .95 .96 .96 .95 .95 .95 .93 .94 .99 1 1 .96 .91 .83 .7  
.63];  
coef1wknd=[.78 .72 .68 .66 .64 .65 .66 .70 .80 .88 .90 .91 .90 .88 .87 .87 .91 1 .99 .97 .94 .92 .8  
.81];  
coef2wkdy=[.63 .62 .60 .58 .59 .65 .72 .85 .95 .99 1 .99 .93 .92 .90 .88 .90 .92 .96 .98 .96 .90 .8  
.70];  
coef2wknd=[.75 .73 .69 .66 .65 .65 .68 .74 .83 .89 .92 .94 .91 .90 .90 .86 .85 .88 .92 1 .97 .95 .9  
.85];  
coef3wkdy=[.64 .60 .58 .56 .56 .58 .64 .76 .87 .95 .99 1 .99 1 1 .97 .96 .96 .93 .92 .92 .93 .8  
.72];  
coef3wknd=[.74 .70 .66 .65 .64 .62 .62 .66 .81 .86 .91 .93 .93 .92 .91 .91 .92 .94 .95 .95 1 .93 .8  
.80];
```

```
% COEFICIENTES GENERACIÓN
```

```
% Tamaño de cada planta
```

```
usize=[12; 12; 12; 12; 12; 20; 20; 20; 20; 20; 50; 50; 50; 50; 50; 50; 76; 76; 76; 76; 100; 100; 100; 155  
155; 155; 155; 197; 197; 197; 350; 400; 400];
```

```
% Número de unidades de cada tipo (coeficiente obsoleto)
```

```
nuds=[5 4 6 4 3 4 3 1 2];
```

```
% Tiempo medio para el siguiente fallo de cada planta
```

```
mttf=[2940 2940 2940 2940 2940 450 450 450 450 1980 1980 1980 1980 1980 1980 1980 1980 1980 1980 1980 1980 1980 1980 1980  
1200 1200 960 960 960 960 950 950 950 1150 1100 1100];
```

```
% Tiempo medio para la reparación de cada planta
```

```
mttr=[60 60 60 60 60 50 50 50 50 20 20 20 20 20 20 20 40 40 40 40 50 50 50 40 40 40 40 50 50 50 100 150  
150];
```

---

## 11.2. Anexo de descripción del modelado del sistema de demanda

El sistema completo, como se ha indicado con anterioridad, está compuesto de un modelo de demanda y un modelo de generación de potencia. El objetivo principal del modelo de demanda es modelar la curva de la demanda anual. Para ello se ha desarrollado un código que aplica los datos de carga demandada del sistema RTS.

El modelo de demanda principal (no incluye la posterior demanda de los vehículos eléctricos) toma la asunción de que la demanda permanecerá constante durante todos los años de simulación. Por lo tanto, sólo será calculado una vez y se aplicará a cada periodo anual.

El código de este modelo se compone de tres partes diferenciadas: inicialización de vectores y contadores, el bucle principal y sus sub-bucles y el cálculo final de la matriz de carga.

En la inicialización de vectores y contadores se realizan las siguientes tareas:

- Inicializar el valor del contador de horas del sistema,  $icont = 1$ . El contador se utiliza como referencia para almacenar los valores de demanda. Se inicializa como 1 y no como 0 por la característica de MATLAB de llamamiento de valores dentro de una matriz, en la que el primer espacio lo ocupa el valor 1.
- Inicializar como cero todos los valores del vector demanda *demand*.

El bucle principal es un bucle tipo *for* con un contador llamado *iweek* que hace ejecutar los bucles de niveles inferiores 52 veces, correspondiente con el número de semanas. Dentro de este bucle se almacena el valor del coeficiente semanal correspondiente *coefw* en la variable *kweek* y se inicia el segundo bucle, que también es del tipo *for*.

En el nivel del segundo bucle *for* se utiliza otro contador denominado *iday* que hace ejecutar el contenido del nivel inferior en siete ocasiones, correspondientes con los días de la semana. Dentro de este bucle se almacena el valor del coeficiente de cada día de la semana *coefd* indicado por el contador *iday* en la variable *kday* y se inicia el último bucle.

Este tercer y último bucle es el más complejo condicionado por las características horarias estacionales de los datos del sistema RTS. También se trata de un bucle *for* y en esta ocasión el contador *ihour* mide las horas en las que es ejecutado, que van de 1 a 24.

Para conocer el coeficiente horario correspondiente a cada hora del contador, es necesario conocer en qué periodo se encuentra la ejecución, y en concreto el número de semana y el día de la semana. Para este cometido se utilizan tres expresiones condicionales: *if*, *elseif* y *else* (que medirán la estación anual); y dentro de cada una de ellas otro condicional *if*/*else* (que se ocupará de ubicar los valores de diario y de fin de semana). En el primer nivel de condicionales se pregunta al bucle el número de semana actual *iweek* para conocer en qué

periodo estacional se encuentra. Por tanto, separa en primer lugar con el condicional *if* las ocasiones en las que *iweek* es menor que 9 y mayor que 43 para el primer periodo. Cuando se cumple alguno de estos requisitos, el segundo nivel de condicionales *if* se ejecuta para asignar el coeficiente horario de diario o de fin de semana, dependiendo del valor del contador *iday*. Dentro de este último condicional, la variable *khour* almacena el valor del coeficiente *coef1wkdy* o *coef1wknd* en la posición del contador *ihour* correspondiente a días de diario o de fin de semana. La misma estructura se aplica para los siguientes periodos esta vez con los condicionales *elseif* y *else*.

Tras las expresiones condicionales y aún dentro del tercer bucle *for* se asigna el valor de la demanda porcentual al vector *demand* para cada hora indicada con el contador principal *icont*. El vector demanda de cada hora es el producto de cada uno de los coeficientes porcentuales *kweek*, *kday* y *khour*. Por último se actualiza el valor del contador *icont* añadiéndole una unidad.

Una vez finalizada la ejecución de los bucles, se fija el valor del pico de demanda *peak* en 2850 (MW) y se crea la matriz *load* que almacenará la curva de demanda. La matriz *load* es el producto del vector *demand* por el pico del sistema *peak*.

El código previamente descrito se encuentra en el anexo para el código en Matlab, apartado de demanda.

### 11.2.1. Código del sistema de demanda modelado en MATLAB

#### Demanda

```
icont=1; % Contador para horas demanda
demand=zeros(8736,1); % Inicializar vector demanda en horas

for iweek=1:52

    kweek=coefw(iweek); % Coeficiente semanal correspondiente

    for iday=1:7

        kday=coefd(iday); % Coeficiente diario correspondiente

        for ihour=1:24 % En este bucle khour es coeficiente horario
            correspondiente

                if (iweek < 9) || (iweek >43)

                    if (iday<6)
                        khour=coef1wkdy(ihour);
                    else
                        khour=coef1wknd(ihour);
```

---

```

        end

elseif ((9 <= iweek) && (iweek < 18)) || ((31 <= iweek) && (iweek <= 43));

    if (iday<6)
        khour=coef2wkdy(ihour);
    else
        khour=coef2wknd(ihour);
    end

else

    if (iday<6)
        khour=coef3wkdy(ihour);
    else
        khour=coef3wknd(ihour);
    end

end

demand(icont)=kweek*kday*khour;    % Cálculo del vector demand
icont=icont+1;

end
end

end

peak=2850; % Valor pico de demanda para el sistema

% LOAD = Valor de las cargas anuales del sistema
load=demand*peak;

```

## 11.4. Anexo de descripción del modelado del sistema de generación

Para proceder con el modelado del sistema de generación se han tomado por buenas las siguientes asunciones:

- El año inicial a la hora inicial todos las unidades comienzan funcionando correctamente.
- Los tiempos de fallo y funcionamiento de cada unidad para cada ocasión sorteada siguen una distribución exponencial aleatoria con media el valor MTTF o MTTR.
- Al inicio de cada periodo anual posterior al año inicial se mantienen los estados de las unidades de la última hora del año previo.
- La simulación termina cuando se alcanza un número de años máximo o un criterio de convergencia fijados.

El sistema de generación se desarrollará sobre un bucle *while* durante el cual se simulará anualmente el funcionamiento hasta que se alcance el criterio de detención. Para poder utilizar este bucle *while* es necesario inicializar en primer lugar las matrices y contadores sobre las que éste va a trabajar y fijar el número de máximo de años de simulación. Para la nomenclatura asignada del caso realizado, las matrices y contadores inicializados serán los siguientes:

- Escalar *num* = 8000. Valor máximo de años de la simulación.
- Vector *margen* con 8736 posiciones y una sola columna. Almacenará la generación sin utilizar del año en simulación.
- Vector *hfallo* con *num* posiciones (8000). Almacenará las horas de fallo de cada año.
- Vector *lole1* con *num* posiciones (8000). Almacenará cada año la media de horas de fallo desde el año inicial hasta el año en simulación.
- Matriz potencia *pot* con 8736 filas correspondientes a cada hora del año y 32 columnas correspondientes a cada unidad de generación. Almacenará la potencia de cada central cada hora del año en simulación. Es inicializado como cero en todas sus posiciones.
- Vector *loee* con 8000 posiciones. Almacenará cada año la demanda no cubierta en potencia.
- Contador *hcont* = 1. Por medio de este escalar se guiará el sistema para que cumpla los requisitos horarios anuales.
- Los vectores *lastyearf* y *lastyearr* tienen ambos 32 posiciones, tantas como centrales el sistema. Almacenan el último estado del sistema del año previo.
- Escalar *error* = 1. Valor inicial para la variable del criterio de detención.
- Contador escalar *jyear* = 0. Se encargará del conteo del año de simulación.

Una vez los anteriores parámetros han quedado inicializados se puede proceder con el bucle principal. El bucle *while* simulará el sistema anual completo mientras las condiciones fijadas en él no sean satisfechas. Las condiciones son los criterios de detención, que se tratan en primer lugar de el criterio de convergencia medido con la variable *error* y en segundo lugar

---

del número máximo de años, fijado en la variable *num* (8000). El criterio de convergencia de *error* se trata de la desviación estándar de los valores del LOLE y será abordado más adelante en este apartado.

Dentro del bucle principal, el primer paso es aumentar en una unidad el valor del contador anual *jyear*. Seguido se inicia el bucle tipo *for* que ejecuta durante las 32 posiciones correspondientes a cada unidad de generación el contador *jcentral*.

Dentro de este bucle *for* para *jcentral*, se desarrollará el sistema de sorteos para un periodo anual por cada central. Los periodos anuales son evaluados de forma horaria, por tanto, el límite fijado para cumplir el año son 8736 horas. Para comprobar el correcto funcionamiento durante estas 8736 horas, de nuevo se ha elegido un bucle tipo *while* que ejecutará su contenido siempre que el contador de horas *hcont* sea menor. Es necesario inicializar *hcont* como la unidad antes de iniciar su bucle para que cada central comience el periodo anual correctamente.

El funcionamiento dentro de este bucle *while* evaluado durante 8736 horas se basa en muestrear el estado anterior de la central en simulación y mediante sorteo proveer la duración del siguiente estado. Y así sucesivamente hasta alcanzar el año. El sistema considerado sólo tiene dos estados, operativo, en el que la central funcionará a su potencia nominal o inoperativo, en la que la potencia de la central será cero. Tomando esta característica como ventaja, si la potencia de la matriz *pot* para la central y la hora muestreadas es igual a cero, se procederá al sorteo del tiempo de funcionamiento hasta el siguiente fallo. Este sorteo del tiempo de funcionamiento se obtendrá por medio de la función *exprnd*, que genera números aleatorios con los principios de la distribución exponencial con la media del valor promedio del tiempo de funcionamiento de cada central MTTF (*mttf*). El valor del tiempo obtenido se almacena en la variable *tff* y será sumado al valor actual del contador horario *hcont*. Durante este tiempo de funcionamiento se debe también almacenar en el vector *pot* para la central evaluada el valor de su potencia nominal.

En el caso de que la potencia muestreada *pot* fuera superior a cero para la central y la hora en curso, se actuará de manera similar. En esta ocasión es necesario obtener el tiempo de reparación *ttr*, pero con los mismos principios y la misma función *exprnd* que para *tff*. Aunque en esta ocasión, la media será el valor correspondiente de MTTR para cada central (*mttr*). De nuevo se actualiza el valor del contador *hcont* añadiéndole el valor sorteado de *ttr* y se asigna el valor de cero a la potencia de esa central durante la duración del tiempo de reparación. La sucesión de sorteos de tiempos de funcionamiento y de reparación continuará hasta que el contador *hcont* alcance el valor de 8736 y comience la siguiente central del loop *for* superior.

Sin embargo, dado que diferentes asunciones han sido consideradas, no se puede considerar un sistema de muestreo tan simple como el definido previamente. Para decidir el estado en sorteo no será suficiente conocer el estado anterior de la matriz de potencia *pot*, sino que además se

necesitará evaluar otras condiciones para proseguir con el orden del sorteo. Los diferentes requisitos contarán con una estructura de condicionales *if* y *elseif* que activarán cada caso en función de la situación de la simulación. Las estructuras condicionales son las siguientes:

- Para la hora inicial del año inicial de cada central ( $jyear = 1$  y  $hcont = 1$ ) :
  - Es asumido que todas las centrales comienzan funcionando, por tanto, el primer valor sorteado es el del tiempo de funcionamiento. La matriz de potencia almacenará el valor de la potencia nominal de la central en evaluación durante el tiempo de funcionamiento  $tff$ . El contador  $hcont$  se incrementará en la misma medida.
- Para la hora inicial de cualquier año de sorteo de cada central ( $jyear > 1$  y  $hcont = 1$ ):
  - Cada año las centrales comienzan en el estado anterior y el tiempo restante de aquel estado. Por tanto, al finalizar el bucle *while* anual de 8736 horas se almacena en las variables  $lastyearf$  y  $lastyearr$  los tiempos de funcionamiento restantes del estado previo de cada central. Para distinguir el último estado, cada vez que durante el sistema se realiza un sorteo de  $ttr$ , se hace  $tff$  igual a cero, y viceversa. De esta manera, el valor de  $tff$  o  $ttr$  distinto de cero al final de cada año será el estado pendiente para el siguiente año de la central en cuestión. En esta ocasión no se realizará sorteo para el tiempo de funcionamiento o de reparación, pues se mantiene el último valor con  $lastyearf$  y  $lastyearr$  durante los que habrá que aplicar el funcionamiento a la matriz de potencia  $pot$  de la manera habitual.
- Para la hora mayor a la inicial y la potencia de la central en aquella hora mayor que cero ( $hcont > 1$  y  $pot > 0$ ):
  - Se trata del mismo método relatado para obtener el tiempo de reparación  $ttr$  funcionando de igual manera que el sistema simplificado de dos estados dentro de esta estructura condicional.
- Para la hora mayor a la inicial y la potencia de la central en aquella hora igual a cero ( $hcont > 1$  y  $pot = 0$ ):
  - Se trata del mismo método relatado para obtener el tiempo de funcionamiento  $tff$  funcionando de igual manera que el sistema simplificado de dos estados dentro de esta estructura condicional.

En el momento en el que se finaliza la simulación de todas las centrales durante el periodo anual, se cierran los dos bucles internos anteriores: el bucle *for*  $jcentral$  y el bucle *while*  $hcont < 8736$ . El siguiente paso es calcular el vector de potencia total  $ptot$  que es el resultado de la suma de las potencias de todas las centrales durante todas las horas del periodo anual.

A continuación, se procede a calcular los parámetros previos a los índices de fiabilidad. En primer lugar es necesario calcular el vector *margen*, que es la diferencia entre el vector potencia total  $ptot$  y el vector carga demandada *load* del apartado anterior. Los valores negativos de este vector *margen* representan las potencias que no han sido abastecidas durante el año simulado. Es fundamental localizar esos valores negativos para el cálculo de la fiabilidad y esto se realiza con la ayuda de la función *find* para buscar los valores menores que



---

cero dentro de *margen*. Las posiciones de estos valores se almacenan en el vector *negat*. Para cada año, la cantidad de potencia no suministrada ENS se almacena en el vector *loee* sumando los valores del vector *margen* en las posiciones del vector *negat*. El número de posiciones del vector *negat* también supondrá el número de horas de fallo en el suministro por cada año. Para conocer el tamaño del vector, basta con aplicar la función *size* a *negat*. Las horas de fallo del sistema son almacenadas en el vector *hfallo* para cada año *jyear*. Una primera aproximación del LOLE se obtiene y se almacena en *lole1* para cada año, hallando la media del número de horas de fallo de cada año (*hfallo*) desde el año inicial hasta el actual.

El coeficiente de convergencia *error* se calcula como la desviación estándar de los valores de *lole1* desde el año 10 hasta el actual, dividido por el valor actual de *lole1*. Cabe destacar que la evaluación de la desviación estándar se realiza sólo a partir de la iteración número 100 (en años). Esta restricción ha sido impuesta para descartar posibles interferencias en la desviación estándar de los valores del coeficiente de convergencia *error* de las primeras iteraciones en las que el sistema está más descontrolado por falta de datos.

Todo este proceso se repite tantas veces como sea necesario para satisfacer las condiciones del bucle principal *while*. Finalmente, una vez alcanzados los criterios de detención (del criterio de convergencia o del número de años), se concluye el bucle principal y se procede al cálculo de los índices de fiabilidad. Lo cual será un proceso sencillo. Para el índice LOLE que mide el número medio de horas de fallo de suministro al año, se calcula la media del vector *hfallo* durante el número de años simulado, que dará valor a la variable *lole*. Para el índice LOEE, que da una orientación sobre la media de potencia eléctrica no suministrada, se realiza la media del vector *loee* durante el número de años simulados (*jyear*). La variable *LOEE* será la encargada de albergar este valor.

### 11.4.1. Código del sistema de generación modelado en MATLAB

#### Generación

```
num=8000; % Valor máximo de años de la simulación

margen=zeros(8736,1); % Inicialización del vector margen que mide la generación sin utilizar
hfallo=zeros(num,1); % Inicialización del vector hfallo que mide horas de fallo
lole1=zeros(num,1); % Inicialización del vector lole1
pot=zeros(8736,32); % Inicialización del vector pot de potencia de cada central
loee=zeros(8736,1); % Inicialización del vector loee que mide la demanda no cubierta
loee2=0; % Inicialización del valor loee2 que almacena el loee
```

```

hcont=1; % Inicialización contador

lastyearf=zeros(32); %Almaceno horas del fallo del ultimo sorteo del año anterior

lastyearr=zeros(32); %Almaceno horas de la reparación del ultimo sorteo del año anterior


error=1; % Inicialización error
jyear=0; % Inicialización jyear


% Bucle para la generación; se detiene cuando error <= 0.05
while error >= 0.05 && jyear < 8000

    jyear=jyear+1;

    for jcentral=1:32

        hcont=1;

        while hcont<=8736

            if pot(8736,jcentral)==0 && jyear==1 && hcont==1 % Inicia el sistema de sorteos año 1

                ttf=int32(exprnd(mttf(jcentral)));
                pot(hcont:min(8736,hcont+ttf),jcentral)=usize(jcentral);
                hcont=hcont+ttf;
                ttr=0; % hace cero valor no sorteado para diferenciar último valor

                if hcont<8736
                    ttr=int32(exprnd(mttr(jcentral)));
                    ttf=0; % hace cero valor no sorteado para diferenciar último valor
                    pot(hcont+1:min(8736,hcont+1+ttr),jcentral)=0;
                    hcont=hcont+1+ttr;
                end

            elseif hcont==1 && jyear>1 % Inicia cada año con el sorteo anterior

                if lastyearf(jcentral)>0 % Mantiene tiempos sorteos año anterior
                    pot(hcont:min(8736,hcont+lastyearf(jcentral)),jcentral)=usize(jcentral);
                    hcont=hcont+lastyearf(jcentral); % Suma todos los tiempos

                elseif lastyearr(jcentral)>0
                    pot(hcont:min(8736,hcont+lastyearr(jcentral)),jcentral)=0;
                    hcont=hcont+lastyearr(jcentral);

                end

            elseif pot(hcont,jcentral)>0 && hcont>1 % Si en la hora actual pot>0 Y hcont>1

                ttr=int32(exprnd(mttr(jcentral))); % Se calcula nuevo ttr
                pot(hcont+1:min(8736,hcont+ttr+1),jcentral)=0;
                hcont=hcont+ttr+1;
                ttf=0;

                if hcont<8736
                    ttf=int32(exprnd(mttf(jcentral)));
                    ttr=0; % Hace cero valor no sorteado para diferenciar del último valor
                    pot(hcont+1:min(8736,hcont+ttf+1),jcentral)=usize(jcentral);
                    hcont=hcont+ttf+1;
                end

            end

        end

    end

end

```

---

```

elseif pot(hcont,jcentral)==0 && hcont>1 % Si en la hora actual pot=0

    ttf=int32(exprnd(mttf(jcentral))); % Se calcula nuevo ttf
    pot(hcont+1:min(8736,hcont+ttf+1),jcentral)=usize(jcentral);
    hcont=hcont+ttf+1;
    ttr=0;

    if hcont<8736
        ttr=int32(exprnd(mttr(jcentral)));
        ttf=0;
        pot(hcont+1:min(8736,hcont+1+ttr),jcentral)=0;
        hcont=hcont+1+ttr;
    end

end

end

%Almacenaje de últimos valores para el siguiente bucle
if hcont>8736
    if ttf>0
        %ttf=hcont-8736;
        lastyearf(jcentral)=hcont-8736;
    elseif ttr>0
        %ttr=hcont-8736;
        lastyearr(jcentral)=hcont-8736;
    end
end

end

% Potencia total, suma de potencias de todas las centrales
ptot=sum(pot,2);

% Cálculo de parámetros LOLE y LOEE
margen=ptot-load;
negat=(find(margen<0));
loee(jyear)=sum(margen(negat));
loee2=loee2+sum(margen(negat));
num_neg=size(negat,1);
hfallo(jyear)=num_neg(:,1);
lole1(jyear)=mean(hfallo(1:jyear));

if jyear > 100
    error=std(lole1(10:jyear))/lole1(jyear);
    error2=std(abs(loee(10:jyear)))/abs(loee(jyear));
end

disp(jyear)
disp(error)
disp(error2)

end

lole=mean(hfallo(1:jyear));
LOEE=abs(mean(loee(1:jyear)));
LOEE2=abs(loee2/jyear);

```



---

## 11.6. Descripción del modelado de la estrategia de carga directa en MATLAB

El modelado de la estrategia de carga directa en MATLAB se ha realizado de la siguiente manera. El bloque de carga directa se incluye dentro del bucle principal para calcular la capacidad de generación de las centrales del sistema. Dentro de este se sitúa una vez realizado el sorteo anual de llegadas explicado en el apartado anterior. En primer lugar crea el vector *llegadasH* que almacena las paradas de vehículos en cada una de las 8736 horas del año. La estrategia de carga se realiza por separado para cada tipo de vehículo dado que tienen asignadas diferentes tasas de carga. El siguiente paso, es crear un bucle *for* con el contador *tipo* desde 1 a 4 para ejecutar cada uno de los 4 tipos de vehículo eléctrico considerados. Dentro de este bucle, se inicializa el contador de horas *hora* y comienza un bucle *while* para cada una de las 8736 horas del periodo anual en simulación. Las llegadas de cada tipo para cada hora son almacenadas en la variable llamada *llegadastipo* que multiplica las llegadas totales a la hora simulada por el porcentaje de flota correspondiente al tipo de EV. Con ese número de llegadas para cada hora se obtiene la matriz *carga* que para cada tipo de vehículo almacena el producto de las llegadas a cada hora por la tasa de carga correspondiente. Una vez finalizado el proceso anual, se obtiene el vector *cargaev* que contiene la suma de la carga de todos los tipos de vehículos eléctricos durante ese año.

La matriz *cargaev* se suma a la curva de demanda del sistema en cada año de simulación para calcular los posteriores índices de fiabilidad.

### 11.6.1. Modelado de la estrategia de carga directa en MATLAB

#### Coeficientes para el modelado de EV

```
% Perfill para los movimientos de EV a diario
perfill1=[0 0 0 0 0 0.2 0.8 5.9 10.8 7.6 5.6 2.8 6.8 7.6 7.6 5.9 4.2 5.9 8
6 5.1 5 2.4 1.8];
% Perfil 2 para los movimientos de EV en fin de semana
perfill2=[3.98 2.22 1.2 0.97 0.58 0.42 0.42 0.69 1.57 2.68 3.98 5.09 5.04 5.41 4.77 7.36 8.51 6.85
6.2 7.17 7.91 6.75 5.64 4.58];

% Tipo de EV L7e M1 N1 N2
porcflota = [ 0.01 0.88 0.10 0.01]; % Porcentaje de la flota
capacidad = [ 8.7 29 23 85 ]/1000; % Capacidad en kWh --> convertido a MW(/1000)
tasacarga = [ 3 3 3 10 ]/1000; % Tasa de carga en kWh/h --> convertido a
MW(/1000)

% Duración de cada tipo de carga
tiempocarga=zeros(1,4);
for i=1:4
    tiempocarga(i) = int32(capacidad(i) / tasacarga(i));
end
```

```
% Flota de EV para cada escenario
esc = [ 1187477 2534935 4942510]/14; % Dividido entre 14 para proporcionarlo a nuestro sistema

% Construct a questdlg with three options
choice = questdlg('¿Qué cantidad de EV desea probar en el sistema?', 'Escenarios de penetración de EV', 'Esc1: 84,819', 'Esc2: 181,016', 'Esc3: 353,036', 'default');
% Handle response
switch choice
    case 'Esc1: 84,819'
        disp([choice ' Es el escenario de menor penetración'])
        ESC=1;
    case 'Esc2: 181,016'
        disp([choice ' La penetración de EV es alta'])
        ESC=2;
    case 'Esc3: 353,036'
        disp('Será complicado llegar a estos niveles de penetración de EV')
        ESC=3;
    case 'default'
        disp([choice ' Es el escenario 1 de menor penetración'])
        ESC=1;
end

%ESC=1; % Escenario escogido para la simulación VARIAR DE 1 A 3 PARA OBSERVAR DIFERENCIA EN LOLE

cday=0; % Inicialización de coeficiente para bucle del sorteo EV (línea 272 aprox)

llegadas=zeros(24,364); % numero de llegadas para sortear anualmente
llegadasH=zeros(8736,1); % numero de llegadas expresadas en horas

% MODIFICACIÓN para expresar perfiles en número de EV, porque un valor mayor
% proporciona un mejor sorteo de Poisson
perfil1flota = perfil1/100 * esc(ESC);
perfil2flota = perfil2/100 * esc(ESC);
Warning: Default string does not match
any button string name.
Será complicado llegar a estos niveles de penetración de EV
Demanda
icont=1; % Contador para horas demanda
demand=zeros(8736,1); % Inicializar vector demanda en horas

    for iweek=1:52

        kweek=coefw(iweek); % Coeficiente semanal correspondiente

        for iday=1:7

            kday=coefd(iday); % Coeficiente diario correspondiente

            for ihour=1:24 % En este bucle khour es coeficiente horario correspondiente
```

---

```

        if (iweek < 9) || (iweek >43)

            if (iday<6)
                khour=coef1wkdy(ihour);
            else
                khour=coef1wknd(ihour);
            end

        elseif ((9 <= iweek) && (iweek < 18)) || ((31 <= iweek) && (iweek <= 43));

            if (iday<6)
                khour=coef2wkdy(ihour);
            else
                khour=coef2wknd(ihour);
            end

        else

            if (iday<6)
                khour=coef3wkdy(ihour);
            else
                khour=coef3wknd(ihour);
            end

        end

        demand(icont)=kweek*kday*khour;    % Cálculo del vector demand
        icont=icont+1;

    end
end
end

```

```

peak=2850; % Valor pico de demanda para el sistema

```

```

% LOAD = Valor de las cargas anuales del sistema
load=demand*peak;

```

### Generación

```

num=8000; % Valor máximo de años de la simulación

```

```

margen=zeros(8736,1); % Inicialización del vector margen que mide la generación sin utilizar

```

```

hfallo=zeros(num,1); % Inicialización del vector hfallo que mide horas de fallo

```

```

lole1=zeros(num,1); % Inicialización del vector lole1

```

```

pot=zeros(8736,32); % Inicialización del vector pot de potencia de cada central

```

```

loee=zeros(8736,1); % Inicialización del vector loee que mide la demanda no cubierta

```

```

loee2=0; % Inicialización del valor loee2 que almacena el loee

```

```

load1=zeros(8736,1); % Inicialización del vector load1

```

```

hcont=1; % Inicialización contador

```

```

lastyearf=zeros(32); %Almaceno horas del fallo del ultimo sorteo del año anterior

```

```

lastyearr=zeros(32); %Almaceno horas de la reparación del ultimo sorteo del año anterior

```

```

error=1; % Inicialización error
jyear=0; % Inicialización jyear

% Bucle para la generación y el uso del EV; se detiene cuando error <= 0.05
while error >= 0.05

    jyear=jyear+1;

    for jcentral=1:32

        hcont=1;

        while hcont<=8736

            if pot(8736,jcentral)==0 && jyear==1 && hcont==1 % Inicia el sistema de sorteos año 1

                ttf=int32(exprnd(mttf(jcentral)));
                pot(hcont:min(8736,hcont+ttf),jcentral)=usize(jcentral);
                hcont=hcont+ttf;
                ttr=0; % hace cero valor no sorteado para diferenciar último valor

                if hcont<8736
                    ttr=int32(exprnd(mttr(jcentral)));
                    ttf=0; % hace cero valor no sorteado para diferenciar último valor
                    pot(hcont+1:min(8736,hcont+1+ttr),jcentral)=0;
                    hcont=hcont+1+ttr;
                end

            elseif hcont==1 && jyear>1 % Inicia cada año con el sorteo anterior

                if lastyearf(jcentral)>0 % Mantiene tiempos sorteos año anterior
                    pot(hcont:min(8736,hcont+lastyearf(jcentral)),jcentral)=usize(jcentral);
                    hcont=hcont+lastyearf(jcentral); % Suma todos los tiempos

                elseif lastyearr(jcentral)>0
                    pot(hcont:min(8736,hcont+lastyearr(jcentral)),jcentral)=0;
                    hcont=hcont+lastyearr(jcentral);

                end

            elseif pot(hcont,jcentral)>0 && hcont>1 % Si en la hora actual pot>0 Y hcont>1

                ttr=int32(exprnd(mttr(jcentral))); % Se calcula nuevo ttr
                pot(hcont+1:min(8736,hcont+ttr+1),jcentral)=0;
                hcont=hcont+ttr+1;
                ttf=0;

                if hcont<8736
                    ttf=int32(exprnd(mttf(jcentral)));
                    ttr=0; % Hace cero valor no sorteado para diferenciar del último valor
                    pot(hcont+1:min(8736,hcont+ttf+1),jcentral)=usize(jcentral);
                    hcont=hcont+ttf+1;
                end

            elseif pot(hcont,jcentral)==0 && hcont>1 % Si en la hora actual pot=0

                ttf=int32(exprnd(mttf(jcentral))); % Se calcula nuevo ttf
                pot(hcont+1:min(8736,hcont+ttf+1),jcentral)=usize(jcentral);

```



---

```

        hcont=hcont+ttf+1;
        ttr=0;

        if hcont<8736
            ttr=int32(exprnd(mttr(jcentral)));
            ttf=0;
            pot(hcont+1:min(8736,hcont+1+ttr),jcentral)=0;
            hcont=hcont+1+ttr;
        end

    end

end

%Almacenaje de últimos valores para el siguiente bucle
if hcont>8736
    if ttf>0
        %ttf=hcont-8736;
        lastyearf(jcentral)=hcont-8736;
    elseif ttr>0
        %ttr=hcont-8736;
        lastyearr(jcentral)=hcont-8736;
    end
end

end

% Potencia total, suma de potencias de todas las centrales
ptot=sum(pot,2);

%SORTEOS DE DEMANDA DE LOS EV PARA CADA HORA DEL AÑO

for week = 1:52
    for day = 1:5
        cday = cday + 1;
        while sum(llegadas(1:24, cday)) > esc(ESC) || sum(llegadas(1:24, cday)) == 0
            llegadas(1:24, cday) = random('Poisson', perfil1flota, 1, 24); % Sorteo random con
distribución Poisson y media perfil1flota
        end

    end

    for day = 6:7
        cday = cday + 1;
        while sum(llegadas(1:24, cday)) > esc(ESC) || sum(llegadas(1:24, cday)) == 0
            llegadas(1:24, cday) = random('Poisson', perfil2flota, 1, 24); % Sorteo random con
distribución Poisson y media perfil2flota
        end
    end

end

cday=0;

```

```
%      TRANSFORMACIÓN A HORAS, ÚTIL EN CARGA DIRECTA

for day=1:364
    for hour = 1:24
        llegadasH(24*day-(24-hour))= llegadas(hour,day);
    end
end

%  MODELADO PARA CARGA DIRECTA

carga=zeros(8736,4);
horanueva=zeros(4,1);

for tipo = 1:4

    hora=1;
    while hora < 8736

        llegadastipo = llegadasH(hora) * porcflota(tipo);
        if hora==1

            for hour=1:horanueva(tipo)
                carga(hour,tipo) = carga(hour,tipo) + llegadastipo * tasacarga(tipo);
            end

        elseif hora + tiempocarga(tipo) < 8736 && hora > 1

            for hour=hora:hora+tiempocarga(tipo)
                carga(hour,tipo) = carga(hour,tipo) + llegadastipo * tasacarga(tipo);
            end

        elseif hora+tiempocarga(tipo) > 8736

            for hour=hora:8736
                carga(hour,tipo) = carga(hour,tipo) + llegadastipo * tasacarga(tipo);
            end

            horanueva(tipo)=hora + tiempocarga(tipo) - 8736;

        end
        hora= hora +1;
    end
end

% Carga del EV en la red en el año calculado
cargaev=sum(carga,2);

% Suma de la demanda fija más la demanda de los EV
load1=load+cargaev;

% Cálculo de parámetros LOLE y LOEE
margen=ptot-load1;
```

---

```

negat=(find(margen<0));
loee(jyear)=sum(margen(negat));
loee2=loee2+sum(margen(negat));
num_neg=size(negat,1);
hfallo(jyear)=num_neg(:,1);
lole1(jyear)=mean(hfallo(1:jyear));

if jyear > 300
    error=std(lole1(40:jyear))/lole1(jyear);

end

disp(jyear)
disp(error)

end

lole=mean(hfallo(1:jyear));
LOEE=abs(mean(loee(1:jyear)));
LOEE2=abs(loee2/jyear);

```

## 11.8. Descripción del modelado de la estrategia de carga en horas valle en MATLAB

El modelado del código en MATLAB añade algo de complejidad a la computación en comparación con la estrategia de carga directa. Comienza al igual que en el caso anterior, dentro del bucle de generación del sistema una vez ha terminado el sorteo de las llegadas de vehículos para cada hora.

En este caso, para adaptarse a las características de las horas valle, se funciona en días, horas y tipo de vehículo, en lugar de en semanas. Un bucle *for* con un contador *dia* para cada uno de los 364 días del año, tiene dentro otro bucle *for* con un contador *tipo* para cada uno de los 4 tipos de vehículo eléctrico y este a su vez, otro bucle *for* con un contador *hora* para cada una de las 24 horas del día.

Dentro de cada hora una matriz llamada *llegadastipo* almacena el número de paradas de cada tipo de vehículo eléctrico para cada hora, multiplicando las llegadas por el porcentaje de flota que corresponda al tipo. Después, con una estructura condicional del tipo *if*, se pregunta la hora de simulación. Si esta hora es menor que 4, se considera que la duración de la carga se producirá dentro de las horas valle y las llegadas sucedidas durante esas horas dispondrán de carga directa. Si la hora es 23, considerada el inicio de las horas valle, se realiza la suma de todas las llegadas producidas desde la hora 4 hasta la hora 23 y se realiza su carga. Al superar en esta ocasión el tiempo de carga para el total de la capacidad de las baterías la duración restante del día actual (2 horas), la carga es distribuida entre ese tiempo y el necesario del siguiente día. El mismo proceso ocurre cuando la hora es igual a 24.

Una vez termina la ejecución de los anteriores bucles, se obtiene un vector *cargaev* para la carga total anual de los vehículos eléctricos sumando todos sus valores.

De nuevo, este vector *cargaev* se suma al vector *load* de demanda del sistema para calcular los nuevos índices de fiabilidad para el año en simulación.

### 11.8.1. Modelado de la estrategia de carga en horas valle en MATLAB

```
clear all
Coeficientes
% COEFICIENTES DEMANDA

% Coeficiente diario
coefd=[.93 1 .98 .96 .94 .77 .75];
% Coeficiente semanal
coefw=[.862 .900 .878 .834 .880 .841 .832 .806 .740 .737 .715 .727 .704 .750 .721 .800 .754 .837
.870 .880 .856 .811 .900 .887 .896 .861 .755 .816 .801 .880 .722 .776 .800 .729 .726 .705 .780 .695
.724 .724 .743 .744 .800 .881 .885 .909 .940 .890 .942 .970 1 .952];
```

---

```

% Coeficientes estacionales de diario y fin de semana
coef1wkdy=[.67 .63 .60 .59 .59 .60 .74 .86 .95 .96 .96 .95 .95 .95 .93 .94 .99 1 1 .96 .91 .83
.73 .63];
coef1wknd=[.78 .72 .68 .66 .64 .65 .66 .70 .80 .88 .90 .91 .90 .88 .87 .87 .91 1 .99 .97 .94 .92
.87 .81];
coef2wkdy=[.63 .62 .60 .58 .59 .65 .72 .85 .95 .99 1 .99 .93 .92 .90 .88 .90 .92 .96 .98 .96 .90
.80 .70];
coef2wknd=[.75 .73 .69 .66 .65 .65 .68 .74 .83 .89 .92 .94 .91 .90 .90 .86 .85 .88 .92 1 .97 .95
.90 .85];
coef3wkdy=[.64 .60 .58 .56 .56 .58 .64 .76 .87 .95 .99 1 .99 1 1 .97 .96 .96 .93 .92 .92 .93
.87 .72];
coef3wknd=[.74 .70 .66 .65 .64 .62 .62 .66 .81 .86 .91 .93 .93 .92 .91 .91 .92 .94 .95 .95 1 .93
.88 .80];

% COEFICIENTES GENERACIÓN

% Tamaño de cada planta
usize=[12; 12; 12; 12; 12; 20; 20; 20; 20; 50; 50; 50; 50; 50; 50; 50; 76; 76; 76; 76; 100; 100; 100;
155; 155; 155; 155; 197; 197; 197; 350; 400; 400];
% Número de unidades de cada tipo (coeficiente obsoleto)
nuds=[5 4 6 4 3 4 3 1 2];
% Tiempo medio para el siguiente fallo de cada planta
mttf=[2940 2940 2940 2940 2940 450 450 450 450 1980 1980 1980 1980 1980 1980 1980 1960 1960 1960 1960
1200 1200 1200 960 960 960 960 950 950 950 1150 1100 1100];
% Tiempo medio para la reparación de cada planta
mttr=[60 60 60 60 60 50 50 50 50 20 20 20 20 20 20 20 40 40 40 40 50 50 50 40 40 40 40 50 50 50 100 150
150];
Coeficientes para el modelado de EV
% Perfil1 para los movimientos de EV a diario
perfill1=[0 0 0 0 0 0.2 0.8 5.9 10.8 7.6 5.6 2.8 6.8 7.6 7.6 5.9 4.2 5.9 8
6 5.1 5 2.4 1.8];
% Perfil 2 para los movimientos de EV en fin de semana
perfill2=[3.98 2.22 1.2 0.97 0.58 0.42 0.42 0.69 1.57 2.68 3.98 5.09 5.04 5.41 4.77 7.36 8.51 6.85
6.2 7.17 7.91 6.75 5.64 4.58];

% Tipo de EV L7e M1 N1 N2
porcflota = [ 0.01 0.88 0.10 0.01]; % Porcentaje de la flota
capacidad = [ 8.7 29 23 85 ]/1000; % Capacidad en kWh --> convertido a MW(/1000)
tasacarga = [ 3 3 3 10 ]/1000; % Tasa de carga en kWh/h --> convertido a
MW(/1000)

% Duración de cada tipo de carga
tiempocarga=zeros(1,4);
for i=1:4
    tiempocarga(i) = int32(capacidad(i) / tasacarga(i));
end

% Flota de EV para cada escenario
esc = [ 1187477 2534935 4942510]/14; % Dividido entre 14 para proporcionarlo a nuestro sistema

% Construct a questdlg with three options
choice = questdlg('¿Qué cantidad de EV desea probar en el sistema?', 'Escenarios de penetración de
EV', 'Esc1: 84,819', 'Esc2: 181,016', 'Esc3: 353,036', 'default');
% Handle response
switch choice
    case 'Esc1: 84,819'

```

```

disp([choice ' Es el escenario de menor penetración'])
ESC=1;
case 'Esc2: 181,016'
disp([choice ' La penetración de EV es alta'])
ESC=2;
case 'Esc3: 353,036'
disp('Será complicado llegar a estos niveles de penetración de EV')
ESC=3;
case 'default'
disp([choice ' Es el escenario 1 de menor penetración'])
ESC=1;
end

%ESC=1; % Escenario escogido para la simulación VARIAR DE 1 A 3 PARA OBSERVAR DIFERENCIA EN LOLE

cday=0; % Inicialización de coeficiente para bucle del sorteo EV (línea 272 aprox)

llegadas=zeros(24,364); % numero de llegadas para sortear anualmente
llegadasH=zeros(8736,1); % numero de llegadas expresadas en horas

% MODIFICACIÓN para expresar perfiles en número de EV, porque un valor mayor
% proporciona un mejor sorteo de Poisson
perfillflota = perfill/100 * esc(ESC);
perfil2flota = perfil2/100 * esc(ESC);
Warning: Default
string does not
match any button
string name.
Será complicado llegar a estos niveles de penetración de EV
Demanda
icont=1; % Contador para horas demanda
demand=zeros(8736,1); % Inicializar vector demanda en horas

for iweek=1:52

    kweek=coefw(iweek); % Coeficiente semanal correspondiente

    for iday=1:7

        kday=coefd(iday); % Coeficiente diario correspondiente

        for ihour=1:24 % En este bucle khour es coeficiente horario
correspondiente

            if (iweek < 9) || (iweek >43)

                if (iday<6)
                    khour=coeflwkdy(ihour);
                else
                    khour=coeflwknd(ihour);
                end

            elseif ((9 <= iweek) && (iweek < 18)) || ((31 <= iweek) && (iweek <= 43));

                if (iday<6)

```

---

```

        khour=coef2wkdy(ihour);
    else
        khour=coef2wknd(ihour);
    end

    else

        if (iday<6)
            khour=coef3wkdy(ihour);
        else
            khour=coef3wknd(ihour);
        end

    end

    demand(icont)=kweek*kday*khour;    % Cálculo del vector demand
    icont=icont+1;

end
end

end

peak=2850; % Valor pico de demanda para el sistema

% LOAD = Valor de las cargas anuales del sistema
load=demand*peak;
Generación
num=8000; % Valor máximo de años de la simulación

margen=zeros(8736,1); % Inicialización del vector margen que mide la generación sin utilizar
hfallo=zeros(num,1); % Inicialización del vector hfallo que mide horas de fallo
lole1=zeros(num,1); % Inicialización del vector lole1
pot=zeros(8736,32); % Inicialización del vector pot de potencia de cada central
loee=zeros(8736,1); % Inicialización del vector loee que mide la demanda no cubierta
loee2=0; % Inicialización del valor loee2 que almacena el loee
load1=zeros(8736,1); % Inicialización del vector load1

hcont=1; % Inicialización contador
lastyearf=zeros(32); %Almaceno horas del fallo del ultimo sorteo del año anterior
lastyearr=zeros(32); %Almaceno horas de la reparación del ultimo sorteo del año anterior

error=1; % Inicialización error
jyear=0; % Inicialización jyear

% Bucle para la generación y el uso del EV; para cuando error >= 0.05
while error >= 0.05

    jyear=jyear+1;

```

```

for jcentral=1:32

    hcont=1;

    while hcont<=8736

        if pot(8736,jcentral)==0 && jyear==1 && hcont==1 % Inicia el sistema de sorteos año 1

            ttf=int32(exprnd(mttf(jcentral)));
            pot(hcont:min(8736,hcont+ttf),jcentral)=usize(jcentral);
            hcont=hcont+ttf;
            ttr=0; % hace cero valor no sorteado para diferenciar último valor

            if hcont<8736
                ttr=int32(exprnd(mttr(jcentral)));
                ttf=0; % hace cero valor no sorteado para diferenciar último valor
                pot(hcont+1:min(8736,hcont+1+ttr),jcentral)=0;
                hcont=hcont+1+ttr;
            end

        elseif hcont==1 && jyear>1 % Inicia cada año con el sorteo anterior

            if lastyearf(jcentral)>0 % Mantiene tiempos sorteos año anterior
                pot(hcont:min(8736,hcont+lastyearf(jcentral)),jcentral)=usize(jcentral);
                hcont=hcont+lastyearf(jcentral); % Suma todos los tiempos

            elseif lastyearr(jcentral)>0
                pot(hcont:min(8736,hcont+lastyearr(jcentral)),jcentral)=0;
                hcont=hcont+lastyearr(jcentral);

            end

        elseif pot(hcont,jcentral)>0 && hcont>1 % Si en la hora actual pot>0 Y hcont>1

            ttr=int32(exprnd(mttr(jcentral))); % Se calcula nuevo ttr
            pot(hcont+1:min(8736,hcont+ttr+1),jcentral)=0;
            hcont=hcont+ttr+1;
            ttf=0;

            if hcont<8736
                ttf=int32(exprnd(mttf(jcentral)));
                ttr=0; % Hace cero valor no sorteado para diferenciar del último valor
                pot(hcont+1:min(8736,hcont+ttf+1),jcentral)=usize(jcentral);
                hcont=hcont+ttf+1;
            end

        elseif pot(hcont,jcentral)==0 && hcont>1 % Si en la hora actual pot=0

            ttf=int32(exprnd(mttf(jcentral))); % Se calcula nuevo ttf
            pot(hcont+1:min(8736,hcont+ttf+1),jcentral)=usize(jcentral);
            hcont=hcont+ttf+1;
            ttr=0;

            if hcont<8736
                ttr=int32(exprnd(mttr(jcentral)));
                ttf=0;
                pot(hcont+1:min(8736,hcont+1+ttr),jcentral)=0;
                hcont=hcont+1+ttr;
            end

        end

    end

end

```



---

```

end

%Almacenaje de últimos valores para el siguiente bucle
if hcont>8736
    if ttf>0
        %ttf=hcont-8736;
        lastyearf(jcentral)=hcont-8736;
    elseif ttr>0
        %ttr=hcont-8736;
        lastyearr(jcentral)=hcont-8736;
    end
end

end

% Potencia total, suma de potencias de todas las centrales
ptot=sum(pot,2);

%SORTEOS DE DEMANDA DE LOS EV PARA CADA HORA DEL AÑO

for week = 1:52
    for day = 1:5
        cday = cday + 1;
        while sum(llegadas(1:24, cday)) > esc(ESC) || sum(llegadas(1:24, cday)) == 0
            llegadas(1:24, cday) = random('Poisson', perfil1flota, 1, 24); % Sorteo random con
distribución Poisson y media perfil1flota
        end

    end
    for day = 6:7
        cday = cday + 1;
        while sum(llegadas(1:24, cday)) > esc(ESC) || sum(llegadas(1:24, cday)) == 0
            llegadas(1:24, cday) = random('Poisson', perfil2flota, 1, 24); % Sorteo random con
distribución Poisson y media perfil2flota
        end
    end
end

end

cday=0;

% CARGA EN HORAS VALLE

llegadastipo=zeros(24,364,4);
carga=zeros(24,364,4);
cargaev=zeros(24*364,1);

```

```

for dia = 1:363
    for tipo = 1:4
        for hora = 1:24

            llegadastipo(hora,dia,tipo) = llegadas(hora,dia) * porcflota(tipo);

            if hora < 4
                for hour=hora:hora+tiempocarga(tipo)
                    carga(hour, dia, tipo) = carga (hour, dia, tipo) +
llegadastipo(hora,dia,tipo) * tasacarga(tipo);
                end

                elseif hora == 23
                    LLEGADASTIPO = sum(llegadastipo(4:23,dia,tipo),1);

                    for hour=hora:24
                        carga(hour, dia, tipo) = carga (hour, dia, tipo) + LLEGADASTIPO *
tasacarga(tipo);
                    end

                    for hour = 1:tiempocarga(tipo)-2
                        carga(hour, dia+1, tipo) = carga (hour, dia+1, tipo) + LLEGADASTIPO *
tasacarga(tipo); % REVISAR EXPRESION CARGA 2 hace falta +carga(hora, dia, tipo)?
                    end

                    elseif hora == 24
                        carga(hora:24, dia, tipo) = carga (hora, dia, tipo) +
llegadastipo(hora,dia,tipo) * tasacarga(tipo);

                        for hour = 1:tiempocarga(tipo)-1
                            carga(hour, dia+1, tipo) = carga (hour, dia+1, tipo) +
llegadastipo(hora,dia,tipo) * tasacarga(tipo);
                        end

                    end
                end
            end

end

% Carga del EV en la red en el año calculado
demandahoraria=sum(carga,3);
for day=1:364
    for hour = 1:24
        cargaev(24*day-(24-hour))= demandahoraria(hour,day);
    end
end

% Suma de la demanda fija más la demanda de los EV
load1=load+cargaev;

```

---

```
% Cálculo de parámetros LOLE y LOEE
margen=ptot-load1;
negat=(find(margen<0));
loee(jyear)=sum(margen(negat));
loee2=loee2+sum(margen(negat));
num_neg=size(negat,1);
hfallo(jyear)=num_neg(:,1);
lole1(jyear)=mean(hfallo(1:jyear));

if jyear > 300
    error=std(lole1(40:jyear))/lole1(jyear);

end

disp(jyear)
disp(error)

end

lole=mean(hfallo(1:jyear));
LOEE=abs(mean(loee(1:jyear)));
LOEE2=abs(loee2/jyear);
```

## 11.9. Descripción de la estrategia de carga controlada en MATLAB

Para la implementación en MATLAB de la estrategia de carga controlada se ha aprovechado la forma de la curva de demanda empleada para realizar una simplificación. Dado que la curva de demanda se mantiene en un valor muy próximo al pico hasta el comienzo de las horas valle, para el código en MATLAB se ha utilizado como base la estrategia de carga de horas valle. Sobre esta base se han aplicado las condiciones expuestas anteriormente para las modificaciones de las tasas de carga que hicieran más fiable el sistema y apto para el control según la demanda.

### 11.9.1. Modelado del sistema con la estrategia de carga controlada en MATLAB

```
clear all
Coeficientes
% COEFICIENTES DEMANDA

% Coeficiente diario
coefd=[.93 1 .98 .96 .94 .77 .75];
% Coeficiente semanal
coefw=[.862 .900 .878 .834 .880 .841 .832 .806 .740 .737 .715 .727 .704 .750 .721 .800 .754
.837 .870 .880 .856 .811 .900 .887 .896 .861 .755 .816 .801 .880 .722 .776 .800 .729 .726 .705
.780 .695 .724 .724 .743 .744 .800 .881 .885 .909 .940 .890 .942 .970 1 .952];
% Coeficientes estacionales de diario y fin de semana
coef1wkdy=[.67 .63 .60 .59 .59 .60 .74 .86 .95 .96 .96 .95 .95 .95 .93 .94 .99 1 1 .96 .91
.83 .73 .63];
coef1wknd=[.78 .72 .68 .66 .64 .65 .66 .70 .80 .88 .90 .91 .90 .88 .87 .87 .91 1 .99 .97 .94
.92 .87 .81];
coef2wkdy=[.63 .62 .60 .58 .59 .65 .72 .85 .95 .99 1 .99 .93 .92 .90 .88 .90 .92 .96 .98 .96
.90 .80 .70];
coef2wknd=[.75 .73 .69 .66 .65 .65 .68 .74 .83 .89 .92 .94 .91 .90 .90 .86 .85 .88 .92 1 .97
.95 .90 .85];
coef3wkdy=[.64 .60 .58 .56 .56 .58 .64 .76 .87 .95 .99 1 .99 1 1 .97 .96 .96 .93 .92 .92
.93 .87 .72];
coef3wknd=[.74 .70 .66 .65 .64 .62 .62 .66 .81 .86 .91 .93 .93 .92 .91 .91 .92 .94 .95 .95 1
.93 .88 .80];

% COEFICIENTES GENERACIÓN

% Tamaño de cada planta
usize=[12; 12; 12; 12; 12; 20; 20; 20; 20; 50; 50; 50; 50; 50; 50; 76; 76; 76; 76; 100; 100;
100; 155; 155; 155; 155; 197; 197; 197; 350; 400; 400];

% Tiempo medio para el siguiente fallo de cada planta
mttf=[2940 2940 2940 2940 2940 450 450 450 450 1980 1980 1980 1980 1980 1980 1960 1960 1960
1960 1200 1200 1200 960 960 960 960 950 950 950 1150 1100 1100];

% Tiempo medio para la reparación de cada planta
mttr=[60 60 60 60 60 50 50 50 50 20 20 20 20 20 20 40 40 40 40 50 50 50 40 40 40 40 50 50 50
100 150 150];
Coeficientes para el modelado de EV
```

---

```

% Perfil1 para los movimientos de EV a diario
perfil1=[0 0 0 0 0 0.2 0.8 5.9 10.8 7.6 5.6 2.8 6.8 7.6 7.6 5.9 4.2
5.9 8 6 5.1 5 2.4 1.8];
% Perfil 2 para los movimientos de EV en fin de semana
perfil2=[3.98 2.22 1.2 0.97 0.58 0.42 0.42 0.69 1.57 2.68 3.98 5.09 5.04 5.41 4.77 7.36 8.51
6.85 6.2 7.17 7.91 6.75 5.64 4.58];

% Tipo de EV      L7e      M1      N1      N2
porcflota = [ 0.01      0.88      0.10      0.01]; % Porcentaje de la flota
capacidad = [ 8.7      29      23      85 ]/1000; % Capacidad en kWh --> convertido a
MW(/1000)
tasacarga = [ 3      4      3      10 ]/1000; % Tasa de carga en kWh/h --> convertido a
MW(/1000)

% Duración de cada tipo de carga
tiempocarga=zeros(1,4);
for i=1:4
    tiempocarga(i) = int32(capacidad(i) / tasacarga(i));
end

% Flota de EV para cada escenario
esc = [ 1187477 2534935 4942510]/14; % Dividido entre 14 para proporcionarlo a nuestro sistema

% Construct a questdlg with three options
choice = questdlg('¿Qué cantidad de EV desea probar en el sistema?', 'Escenarios de penetración
de EV', 'Esc1: 84,819', 'Esc2: 181,016', 'Esc3: 353,036', 'default');
% Handle response
switch choice
    case 'Esc1: 84,819'
        disp([choice ' Es el escenario de menor penetración'])
        ESC=1;
    case 'Esc2: 181,016'
        disp([choice ' La penetración de EV es alta'])
        ESC=2;
    case 'Esc3: 353,036'
        disp('Será complicado llegar a estos niveles de penetración de EV')
        ESC=3;
    case 'default'
        disp([choice ' Es el escenario 1 de menor penetración'])
        ESC=1;
end

cday=0; % Inicialización de coeficiente para bucle del sorteo EV (línea 272 aprox)

llegadas=zeros(24,364); % numero de llegadas para sortear anualmente
llegadasH=zeros(8736,1); % numero de llegadas expresadas en horas

% MODIFICACIÓN para expresar perfiles en número de EV, porque un valor mayor
% proporciona un mejor sorteo de Poisson
perfil1flota = perfil1/100 * esc(ESC);

```

## Capítulo 10

---

```
perfil2flota = perfil2/100 * esc(ESC);
```

Warning: Default string does not match any button string name.

Será complicado llegar a estos niveles de penetración de EV

### **Demanda**

```
icont=1; % Contador para horas demanda
```

```
demand=zeros(8736,1); % Inicializar vector demanda en horas
```

```
for iweek=1:52

    kweek=coefw(iweek); % Coeficiente semanal correspondiente

    for iday=1:7

        kday=coefd(iday); % Coeficiente diario correspondiente

        for ihour=1:24 % En este bucle khour es coeficiente horario
correspondiente

            if (iweek < 9) || (iweek >43)

                if (iday<6)
                    khour=coef1wkdy(ihour);
                else
                    khour=coef1wknd(ihour);
                end

            elseif ((9 <= iweek) && (iweek < 18)) || ((31 <= iweek) && (iweek <= 43));

                if (iday<6)
                    khour=coef2wkdy(ihour);
                else
                    khour=coef2wknd(ihour);
                end

            else

                if (iday<6)
                    khour=coef3wkdy(ihour);
                else
                    khour=coef3wknd(ihour);
                end

            end

            demand(icont)=kweek*kday*khour; % Cálculo del vector demand
            icont=icont+1;

        end

    end

end
```

```
peak=2850; % Valor pico de demanda para el sistema
```

```
% LOAD = Valor de las cargas anuales del sistema
load=demand*peak;
```

```
% Disponibilidad de potencia sin variar el pico
disponible=peak-load;
```

```
demandaev=0;
for tipo= 1:4;
```

---

```

demandaev=demandaev+esc(ESC)*tasacarga(tipo)*porcflota(tipo);
end

coef=zeros(8736,1);
for hour=1:8736;
    if disponible(hour)/demandaev<1
        coef(hour)=disponible(hour)/demandaev;
    else
        coef(hour)=1;
    end
end
Generación
num=8000; % Valor máximo de años de la simulación

margen=zeros(8736,1); % Inicialización del vector margen que mide la generación sin utilizar
hfallo=zeros(num,1); % Inicialización del vector hfallo que mide horas de fallo
lole1=zeros(num,1); % Inicialización del vector lole1
pot=zeros(8736,32); % Inicialización del vector pot de potencia de cada central
loee=zeros(8736,1); % Inicialización del vector loee que mide la demanda no cubierta
loee2=0; % Inicialización del valor loee2 que almacena el loee
load1=zeros(8736,1); % Inicialización del vector load1

hcont=1; % Inicialización contador

lastyearf=zeros(32); %Almaceno horas del fallo del ultimo sorteo del año anterior
lastyearr=zeros(32); %Almaceno horas de la reparación del ultimo sorteo del año anterior

error=1; % Inicialización error
jyear=0; % Inicialización jyear

% Bucle para la generación y el uso del EV; para cuando error >= 0.05
while error >= 0.05
    jyear=jyear+1;
    for jcentral=1:32
        hcont=1;
        while hcont<=8736
            if pot(8736,jcentral)==0 && jyear==1 && hcont==1 % Inicia el sistema de sorteos
año 1
                ttf=int32(exprnd(mttf(jcentral)));
                pot(hcont:min(8736,hcont+ttf),jcentral)=usize(jcentral);
                hcont=hcont+ttf;
                ttr=0; % hace cero valor no sorteado para diferenciar último valor

                if hcont<8736
                    ttr=int32(exprnd(mttr(jcentral)));

```

```

        ttf=0; % hace cero valor no sorteado para diferenciar último valor
        pot(hcont+1:min(8736,hcont+1+ttr),jcentral)=0;
        hcont=hcont+1+ttr;
    end

elseif hcont==1 && jyear>1 % Inicia cada año con el sorteo anterior

    if lastyearf(jcentral)>0 % Mantiene tiempos sorteos año anterior
        pot(hcont:min(8736,hcont+lastyearf(jcentral)),jcentral)=usize(jcentral);
        hcont=hcont+lastyearf(jcentral); % Suma todos los tiempos

    elseif lastyearr(jcentral)>0
        pot(hcont:min(8736,hcont+lastyearr(jcentral)),jcentral)=0;
        hcont=hcont+lastyearr(jcentral);

    end

elseif pot(hcont,jcentral)>0 && hcont>1 % Si en la hora actual pot>0 Y hcont>1

    ttr=int32(exprnd(mtttr(jcentral))); % Se calcula nuevo ttr
    pot(hcont+1:min(8736,hcont+ttr+1),jcentral)=0;
    hcont=hcont+ttr+1;
    ttf=0;

    if hcont<8736
        ttf=int32(exprnd(mttf(jcentral)));
        ttr=0; % Hace cero valor no sorteado para diferenciar del último valor
        pot(hcont+1:min(8736,hcont+ttf+1),jcentral)=usize(jcentral);
        hcont=hcont+ttf+1;
    end

elseif pot(hcont,jcentral)==0 && hcont>1 % Si en la hora actual pot=0

    ttf=int32(exprnd(mttf(jcentral))); % Se calcula nuevo ttf
    pot(hcont+1:min(8736,hcont+ttf+1),jcentral)=usize(jcentral);
    hcont=hcont+ttf+1;
    ttr=0;

    if hcont<8736
        ttr=int32(exprnd(mtttr(jcentral)));
        ttf=0;
        pot(hcont+1:min(8736,hcont+1+ttr),jcentral)=0;
        hcont=hcont+1+ttr;
    end

end

end

%Almacenaje de últimos valores para el siguiente bucle
if hcont>8736
    if ttf>0
        %ttf=hcont-8736;
        lastyearf(jcentral)=hcont-8736;
    elseif ttr>0
        %ttr=hcont-8736;
        lastyearr(jcentral)=hcont-8736;
    end
end

end
end

```



---

```

% Potencia total, suma de potencias de todas las centrales
ptot=sum(pot,2);

%SORTEOS DE DEMANDA DE LOS EV PARA CADA HORA DEL AÑO

for week = 1:52
    for day = 1:5
        cday = cday + 1;
        while sum(llegadas(1:24, cday)) > esc(ESC) || sum(llegadas(1:24, cday)) == 0
            llegadas(1:24, cday) = random('Poisson', perfil1flota, 1, 24); % Sorteo random
con distribución Poisson y media perfil1flota
        end

    end
    for day = 6:7
        cday = cday + 1;
        while sum(llegadas(1:24, cday)) > esc(ESC) || sum(llegadas(1:24, cday)) == 0
            llegadas(1:24, cday) = random('Poisson', perfil2flota, 1, 24); % Sorteo random
con distribución Poisson y media perfil2flota
        end
    end
end

cday=0;

% CARGA EN HORAS VALLE CONTROLADAS POR DEMANDA

llegadastipo=zeros(24,364,4);
carga=zeros(24,364,4);
cargaev=zeros(24*364,1);

conthour=0;

for dia = 1:363
    for hora = 1:24
        conthour=conthour+1;

        for tipo = 1:4
            llegadastipo(hora,dia,tipo) = llegadas(hora,dia) * porcflota(tipo);

            if hora < 5 && hora+int32(tiempocarga(tipo)/coef(conthour))>11 % 11 puesto
arbitrario como hora a la que aumente la demanda y haya que dejar de cargar

```

```

        coef(conthour)=tiempocarga(tipo)/(11-hora);
        for hour=hora:hora+int32(tiempocarga(tipo)/coef(conthour))
            carga(hour, dia, tipo) = carga (hour, dia, tipo) +
llegadastipo(hora,dia,tipo) * tasacarga(tipo)*coef(conthour);
        end

        elseif hora < 5 && hora+int32(tiempocarga(tipo)/coef(conthour))<11
            for hour=hora:hora+int32(tiempocarga(tipo)/coef(conthour))
                carga(hour, dia, tipo) = carga (hour, dia, tipo) +
llegadastipo(hora,dia,tipo) * tasacarga(tipo)*coef(conthour);
            end

            elseif hora == 23
                LLEGADASTIPO = sum(llegadastipo(5:23,dia,tipo),1);

                for hour=hora:24
                    carga(hour, dia, tipo) = carga (hour, dia, tipo) + LLEGADASTIPO *
tasacarga(tipo)*coef(conthour);
                end

                for hour = 1:int32(tiempocarga(tipo)/coef(conthour))-2
                    carga(hour, dia+1, tipo) = carga (hour, dia+1, tipo) + LLEGADASTIPO *
tasacarga(tipo)*coef(conthour); % REVISAR EXPRESION CARGA 2 hace falta +carga(hora, dia,
tipo)?
                end

                elseif hora == 24
                    carga(hora:24, dia, tipo) = carga (hora, dia, tipo) +
llegadastipo(hora,dia,tipo) * tasacarga(tipo)*coef(conthour);

                    for hour = 1:int32(tiempocarga(tipo)/coef(conthour))-1
                        carga(hour, dia+1, tipo) = carga (hour, dia+1, tipo) +
llegadastipo(hora,dia,tipo) * tasacarga(tipo)*coef(conthour);
                    end

                end

            end

        end

end

end

end

% Carga del EV en la red en el año calculado
demandahoraria=sum(carga,3);
for day=1:364
    for hour = 1:24
        cargaev(24*day-(24-hour))= demandahoraria(hour,day);
    end
end

```

---

```

% Suma de la demanda fija más la demanda de los EV
load1=load+cargaev;

% Cálculo de parámetros LOLE y LOEE
margen=ptot-load1;
negat=(find(margen<0));
loee(jyear)=sum(margen(negat));
loee2=loee2+sum(margen(negat));
num_neg=size(negat,1);
hfallo(jyear)=num_neg(:,1);
lole1(jyear)=mean(hfallo(1:jyear));

if jyear > 200
    error=std(lole1(30:jyear))/lole1(jyear);

end

if jyear == 3500
    % Construct a questdlg with three options
    choice = questdlg('¿Le es válido el nivel de convergencia actual?','Convergencia',
'Sí, terminar loop', 'No, continuar','default');
    % Handle response
    switch choice
        case 'Sí, terminar loop'
            disp([choice ' La simulación se detendrá'])
            break
        case 'No, continuar'
            disp([choice ' Continuando simulación...'])
        case 'default'
            disp([choice ' Continuando simulación...'])
    end
end

disp(jyear)
disp(error)

end

lole=mean(hfallo(1:jyear));
LOEE=abs(mean(loee(1:jyear)));
LOEE2=abs(loee2/jyear);

```

### 11.9.2. Coeficientes para el modelado del nuevo sistema de mayor potencia instalada en MATLAB

#### Aumento de potencia con aumento de número de centrales (menor mttf y mayor mttr)

% Tamaño de cada planta

```
usize=[12; 12; 12; 12; 12; 12; 12; 12; 12; 20; 20; 20; 20; 20; 20; 20; 20; 50; 50; 50; 50;  
50; 50; 50; 50; 50; 50; 50; 50; 76; 76; 76; 76; 76; 76; 76; 82; 100; 100; 100; 100; 100;  
155; 155; 155; 155; 155; 155; 155; 197; 197; 197; 197; 197; 197; 350; 350; 400; 400; 400;  
400];
```

% Tiempo medio para el siguiente fallo de cada planta

```
mttf=[2940 2940 2940 2940 2940 2940 2940 2940 450 450 450 450 450 450 450 450 600 600 600  
500 500 500 500 500 500 500 500 600 600 600 600 600 600 600 600 600 600 600 600 600  
400 200 200 200 200 200 200 400 200 200 200 200 500 500 500 600 600 600];
```

% Tiempo medio para la reparación de cada planta

```
mttr=[60 60 60 60 60 60 60 60 50 50 50 50 50 50 50 20 80 90 90 90 90 90 80 80 80 80  
40 100 100 100 100 100 100 50 100 100 100 100 100 40 100 100 100 90 90 90 50 50 100  
100 100 100 300 150 500 500 500];
```